

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ - UFPR
PROGRAMA DE PÓS - GRADUAÇÃO EM MÉTODOS NUMÉRICOS EM
ENGENHARIA - PPGMNE**

GIANCARLO DE FRANÇA AGUIAR

**MODELAGEM DE NOVOS NÓS LÓGICOS BASEADOS NA IEC 61850 ATRAVÉS
DA CONCEPÇÃO DOS MÓDULOS DE DIAGNÓSTICO DA DEGRADAÇÃO E DE
AÇÕES CORRETIVAS PARA APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE GESTÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

**CURITIBA
2017**

GIANCARLO DE FRANÇA AGUIAR

**MODELAGEM DE NOVOS NÓS LÓGICOS BASEADOS NA IEC 61850 ATRAVÉS
DA CONCEPÇÃO DOS MÓDULOS DE DIAGNÓSTICO DA DEGRADAÇÃO E DE
AÇÕES CORRETIVAS PARA APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE GESTÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, na Área de Concentração em Programação Matemática, dos Setores de Ciências Exatas e Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor.

Orientador: Prof. Dr. Volmir Eugênio Wilhelm

**CURITIBA
2017**

AG282t

Aguiar, Giancarlo de França

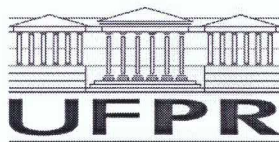
Modelagem de novos nós lógicos baseados na IEC 61850 através da concepção dos módulos de diagnóstico da degradação e de ações corretivas para aplicação em sistemas de gestão de transformadores de potência / Giancarlo de França Aguiar. – Curitiba, 2017.
167 f. : il. color. ; 30 cm.

Tese - Universidade Federal do Paraná, Setor de Ciências Exatas e Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, 2017.

Orientador: Volmir Eugênio Wilhelm.

1. Métodos numéricos. 2. Nós lógicos. 3. Transformadores elétricos (Vida útil). 4. IEC 61850.
I. Universidade Federal do Paraná. II. Wilhelm, Volmir Eugênio. III. Título.

CDD: 515.1




TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em MÉTODOS NUMÉRICOS EM ENGENHARIA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **GIANCARLO DE FRANCA AGUIAR** intitulada: **MODELAGEM DE NOVOS NÓS LÓGICOS BASEADOS NA IEC 61850 ATRAVES DA CONCEPÇÃO DOS MÓDULOS DE DIAGNÓSTICO DA DEGRADAÇÃO E DE AÇÕES CORRETIVAS PARA APLICAÇÃO EM SISTEMAS DE GESTÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua Aprovação no rito de defesa.

A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

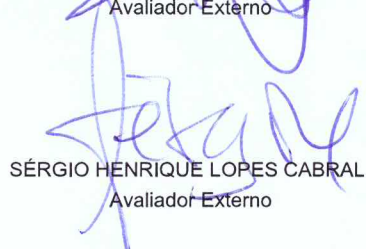
Curitiba, 31 de Outubro de 2017.


VOLMIR EUGÊNIO WILHELM
Presidente da Banca Examinadora


JOSÉ CARLOS DA CUNHA
Avaliador Externo


HUMBERTO DE ALENCAR PIZA DA SILVA
Avaliador Externo


HELENA MARIA WILHELM
Avaliador Externo


SÉRGIO HENRIQUE LOPES CABRAL
Avaliador Externo

Para o grande amor da minha vida: Bárbara.
Para o resultado deste grande amor: nossos filhos, Eduardo, Guilherme e Giovana
(os melhores presentes que a vida e Deus pôde nos dar).

Agradecimentos

Uma tese de doutoramento tem por essência a finalidade científica e acadêmica de ser um momento de trabalho individual de seu autor. Entretanto, existem contribuições tão importantes e significativas que, talvez, sem elas não fosse possível a conclusão deste trabalho. Por esta razão, gostaria de expressar a minha gratidão a todas as pessoas que, direta ou indiretamente, participaram desta longa jornada.

- Agradeço ao professor Volmir Eugênio Wilhelm, pela orientação competente, pelas sugestões que enriqueceram este trabalho e, acima de tudo, pela sua amizade.
- À professora Helena Maria Wilhelm, pelas suas contribuições, presteza, incentivo e apoio apresentados durante o desenvolvimento desta tese.
- Ao professor Humberto de Alencar Pizza da Silva, pela oportunidade no desenvolvimento deste trabalho através do P&D USP-COPEL. Pela sua paciência em me nortear, sempre, e por todo o aprendizado a mim ofertado.
- Agradeço profundamente aos professores José Carlos da Cunha e Sérgio Henrique Lopes Cabral. Suas valiosas correções e orientações em meu trabalho de qualificação e defesa de tese, muito enriqueceram o resultado final.
- Aos professores do PPGMNE-UFPR, que contribuíram, direta ou indiretamente, por ensinamentos e maravilhosos momentos de aprendizado.
- Aos colaboradores do PPGMNE-CESEC, pela atenção e dedicação administrativa, com meu andamento acadêmico.
- Aos amigos do curso, pelas boas lembranças que permanecerão.
- Aos amigos de trabalho (Instituto Federal do Paraná - IFPR e Universidade Positivo - UP), pelas mensagens de apoio sempre.
- Aos meus pais, Anibal e Aparecida, pela educação, afeto e por tentarem fazer de mim uma pessoa melhor. A minha irmã Sheila, por compartilhar comigo destes ensinamentos.
- Aos amigos da COPEL, Marcos A. Marin, Tiago Manczak e Marcos Fillipaki, e USP - professor Denis T. R. Vidal, pelo apoio e experiências dentro do projeto.

- A toda a minha família que, de forma direta, colaborou para o meu crescimento pessoal.
- A todas as pessoas que passaram pela minha vida, pois me transformaram a cada momento de diálogo.
- A Deus e Nossa Senhora de Aparecida, nos quais sempre me apoio, em momentos de dificuldade e de alegria. Sei que tudo posso naqueles que me fortalecem.
- Aos meus filhos, Eduardo, Guilherme e Giovana, que me respeitam, compreenderam minhas ausências e que me enchem de orgulho. Suas presenças e carinho me transformam e me enchem de energia, a cada dia.
- Agradeço, em especial, à minha amada esposa, Bárbara, por quem tenho profunda admiração. Junto a mim, ela compartilhou de bons e maus momentos. Pela sua paciência, dedicação com nossa família, preocupação e incentivo, sempre. Acima de tudo, pelo seu amor. Obrigado, por aceitar tão pouco de mim nestes últimos anos.

As três Peneiras de Sócrates

Sempre que for contar algo, criticar uma pessoa, ou um conjunto delas, faça uma breve reflexão, passando o pensamento pelas três peneiras de Sócrates:

1. Peneira da Verdade

Tens certeza, de que o que vai dizer é verdadeiro?

2. Peneira da Bondade

Tens certeza, de que o que vai dizer é bondoso?

3. Peneira da Necessidade

Tens certeza, de que é necessário contar esse fato? Passá-lo adiante? Resolve algo? Ajuda alguém?

**Se não é verdadeiro, não é bom e não é necessário,
então é melhor que guarde para ti.**

“Pessoas mesquinhas falam sobre pessoas; pessoas comuns falam sobre coisas; pessoas inteligentes falam sobre ideias”.

Sócrates

"As grandes realizações são possíveis quando se dá atenção aos pequenos
começos".

Lao Tse

RESUMO

O avanço tecnológico no desenvolvimento dos circuitos integrados possibilitou o surgimento de novos sistemas de automação em subestações. A automação na geração, distribuição e transmissão de energia avançou, passando de uma abordagem semi-automatizada para totalmente autônoma. A realidade governante é a de que cada vez mais os sistemas de geração, transmissão e distribuição do setor elétrico buscarão a minimização da intervenção humana e a maximização da automação remotamente supervisionada. Integrar os sistemas de monitoramento aos dispositivos eletrônicos inteligentes, desenvolvidos por diferentes fabricantes, tem sido um dos principais desafios das concessionárias de energia elétrica. A carência de integração entre estes sistemas contribui para o aumento significativo do retrabalho profissional que, por sua vez, implica em uma deficiência na qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os dispositivos inteligentes, capazes de integrar os sistemas de automação da subestação, comunicam-se através de regras de sintaxe e semânticas chamadas de protocolos de comunicação. Tais protocolos, também foram evoluindo até que se chegou à norma IEC 61850 que objetiva padronizar as comunicações entre dispositivos em subestações e garantir a interoperabilidade dos mesmos. Esta tese (que é parte integrante do projeto de pesquisa e desenvolvimento, entre Copel e USP - P&D Aneel PD 6491-0247/2012) apresenta algumas das implementações de um modelo de monitoramento de transformadores de transmissão e distribuição para a criação de um sistema de gestão destes ativos, cuja topologia foi elaborada com base na IEC 61850. Foram identificados na lista da norma a inexistência de alguns Nós Lógicos LN's e também a carência de novos Grupos de LN's que, podem contribuir de maneira mais prática (sem a utilização de objetos genéricos da norma – GGIO's) e que contribuem de maneira expressiva para o monitoramento do estado deste tipo de ativo, possibilitando para que este trabalho acadêmico contribua para a revisão do capítulo da norma que versa sobre monitoramento e supervisão de transformadores (IEC 61850-7-4) e inaugurando modelos de Diagnóstico e Expectativa de sua Vida Útil. Além do mais, propõe novas funcionalidades normatizadas para modelagem de sistemas de gestão de ativos com base na IEC 61850, uma vez que, o grupo de grandezas destes novos LN's tem relevante importância no impacto da degradação do ativo e afetando a sua vida útil. A implementação piloto incorpora camadas de diagnóstico e ações corretivas indicadas pelos prognósticos do sistema integrado de medições (formando uma plataforma de gestão de ativos), pela criação de dois novos Grupos de LN's, baseados no padrão IEC 61850: (B) - Diagnóstico da Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores; (E) - Expectativa de Vida Útil do Sistema de Isolamento de Transformadores, pós ação de recuperação do ativo. Para subsidiar a estrutura dos novos Grupos de LN's foi implementado um sistema piloto de gestão de ativos para dois transformadores da Copel Transmissão e Distribuição (Subestação do Pilarzinho em Curitiba no Paraná), onde utiliza-se uma técnica não invasiva, de exatidão de avaliação da degradação do sistema de isolamento dos transformadores, a chamada Espectroscopia Dielétrica por Corrente de Polarização e Despolarização (PDC) e a Medida de Condutividade do Óleo Isolante (LCM). Também para subsidiar as novas propostas de nós lógicos. Foi implementado também o processo de secagem da parte ativa baseado em filtros moleculares que consiste na remoção seletiva da molécula de água do óleo isolante provocando um desequilíbrio entre a umidade dos materiais isolantes, papel/óleo. Nesta tese foram propostos também dois novos LN's para os

grupos (B) e (E) respectivamente: “Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores (papel-óleo) - BIOP”, que agrupa *Data Objects* (novos e existentes) para o monitoramento da degradação sinérgica do meio de isolamento sólido (ex.: papel kraft) e do meio isolante líquido (ex.: óleo mineral, óleo vegetal); e “Vida Útil Remanescente do Sistema de Isolamento de Transformadores - ELTR”, que agrupa *Data Objects* (novos e existentes) para o monitoramento, diagnóstico e gestão da vida útil remanescente do isolamento de transformadores pelo envelhecimento proveniente da ação térmica e da umidade na parte ativa. Tais LN’s foram utilizados nos dispositivos eletrônicos inteligentes (IED’s) da área piloto do projeto, de forma experimental (utilizando a Unidade Terminal Remota Hadrom Xtorm - da ALTUS, IEC 61850 compatível) e, avaliados e validados, em campo. Esta pesquisa poderá ser submetida ao comitê normativo da IEC de forma que no futuro, os novos grupos de LN’s e novos LN’s possam ser reutilizados em IEDs, de qualquer fabricante, para sistemas de monitoramento e supervisão de transformadores de potência. Foi utilizada no desenvolvimento desta tese a ferramenta Master Tool Xtorm, também da ALTUS, como ferramenta para a configuração, programação, simulação, depuração e parametrização das funções de monitoramento desenvolvidos. O sistema de gestão de ativos com monitoramento e supervisão baseados no padrão IEC 61850 permite integrar diferentes sistemas, que em conjunto com as novas aplicações apresenta uma evolução na abrangência da aplicação da norma e, portanto, possibilitando sistemas mais completos e que aumentam a eficácia e confiabilidade dos diagnósticos com base no monitoramento de estado e consequentemente, podendo impactar na melhoria da qualidade do gerenciamento de ativos e aumento da eficácia nas ações de manutenção.

Palavras-chave: IEC 61850, Nós Lógicos, BIOP, ELTR, Grupos de Nós Lógicos, Monitoramento, Diagnóstico, Vida Útil de Transformadores, Gestão de Ativos, Transformadores de Potência.

ABSTRACT

The technological advance in the development of the integrated circuits allowed the emergence of new automation systems in substations. Automation in distribution, transmission and power generation has advanced from a semi-automated to fully autonomous approach. The reality nowadays is that more and more systems of generation, transmission and distribution of the electric sector will seek to minimize human intervention and maximize remotely supervised automation. Integrating monitoring systems with intelligent electronic devices developed by different manufacturers has been one of the main challenges of electric utilities. The lack of integration between these systems contributes to a significant increase in professional rework, which, in turn, contributes to a deficiency in the quality of electric power supply. Smart devices capable of integrating substation automation systems communicate through syntax rules and semantics called communication protocols. These protocols have also evolved until the IEC 61850 standard has been reached, which aims to standardize communications between devices in substations and ensure their interoperability. This thesis (which is an integral part of the research and development project between COPEL and USP - Aneel P&D - PD 6491-0247 / 2012) presents some of the implementations of a transmission and distribution transformer monitoring model for the creation of a Management of these assets, whose topology was elaborated based on IEC 61850. The lack of some Logical Nodes LN 's and the lack of new LN' s Groups, which can contribute in a more practical way (without the use of generic objects of the standard - GGIO 's), have been identified in the standard list and contribute significantly to The monitoring of the state of this type of asset, enabling this academic work to contribute to the revision of the chapter of the standard regarding monitoring and supervision of transformers (IEC 61850-7-4) and inaugurating models of Diagnosis and Expectation of its Useful Life. In addition, it proposes new standardized functionalities for modeling asset management systems based on IEC 61850, since the group of values of these new LN's has relevant importance in the impact of asset degradation and affecting its useful life . The pilot implementation incorporates diagnostic layers and corrective actions indicated by the prognostics of the integrated measurement system (forming an asset management platform), through the creation of two new LN Groups based on the IEC 61850 standard: Diagnosis of the Degradation of the Isolation System of Transformers; (E) - Life Expectancy of the Isolation System of Transformers, after asset recovery action. In order to subsidize the structure of the new LN's Groups, a pilot asset management system was implemented for two transformers from Copel Transmission and Distribution (Pilarzinho Substation in Curitiba, Paraná), where a non-invasive technique, Degradation of the transformer insulation system, called the Polarization and Depolarization Current Spectroscopy (PDC) and the Insulating Oil Conductivity Measure (LCM). In order to support the structure of new proposals for logical nodes. It was also implemented the drying process of the active part based on molecular filters which consists of the selective removal of the water molecule from the insulating oil causing an imbalance between the moisture of the insulating materials, paper / oil. In this thesis were also proposed two new LN's for groups (B) and (E) respectively: "Degradation of the Transformer Isolation System (paper-oil) - BIOP", which groups Data Objects (new and existing) to monitor the synergistic degradation of the solid insulation medium (eg kraft paper) and the liquid insulation medium (Mineral oil, vegetable oil); And the "Remaining Lifespan of the Transformer Isolation System - ELTR", which groups Data Objects (new and

existing) for the monitoring, diagnosis and management of the remaining life of the transformer insulation by the aging caused by thermal action and humidity in the part Active These LNs were used in the experimental electronic area (IEDs) of the pilot area of the project, using the Hadrom Xtorm Remote Terminal Unit (ALTUS, IEC 61850 compatible) and evaluated and validated in the field. This research can be submitted to the normative committee of the IEC so that in the future, new groups of LN's and new LN's can be reused in IEDs, from any manufacturer, for systems of monitoring and supervision of power transformers. The tool Master Tool Xtorm, also from ALTUS, was used in the development of this thesis as a tool for the configuration, programming, simulation, debugging and parameterization of the monitoring functions developed. The system of asset management with monitoring and supervision based on the IEC 61850 standard allows the integration of different systems, which together with the new applications presents an evolution in the scope of the application of the standard and, therefore, enabling more complete systems that increase the efficiency and Reliability of diagnostics based on state monitoring and consequently, which may impact on improving the quality of asset management and increasing the effectiveness of maintenance actions.

Keywords: IEC 61850, Logical Nodes, BIOP, ELTR, Logical Node Groups, State Monitoring, Diagnostics, Life of Transformers, Asset Management, Power Transformers.

LISTA DE DEFINIÇÕES

1. Barramento: linha de transmissão interna de subestações responsável pelo trânsito de energia.
2. Buchas: componentes desenvolvidos com porcelana ou material polimérico, têm a finalidade de isolamento dos terminais das bobinas do tanque do transformador de potência.
3. Comutador sob carga: dispositivos eletromecânicos responsáveis por alterar os níveis de fluxo e tensão em transformadores de potência, com a adição ou subtração do número de espiras nos enrolamentos de regulação.
4. Correntes de Fuga: são correntes da ordem de (0,5 à 5 mA) que percorrem um caminho imprevisto. Originam perdas de potência, formação de arcos voltaicos e progressiva deterioração do material isolante.
5. Dielétrico: são componentes capazes de impedir a passagem de corrente elétrica por um meio condutor (por exemplo, o metal).
6. Distribuição: energia elétrica distribuída aos consumidores finais em baixas tensões.
7. Efeito Joule: fenômeno de transformação de energia elétrica em energia térmica, quando um condutor é aquecido pela passagem de corrente elétrica.
8. *Function Blocks (FBs)*: são blocos de programas (POUs) que implementam uma funcionalidade interna dos *Logical Nodes* na RTU-XTORM. Os FBs são programas orientados a objetos e podem ser instanciados. Para cada instância criada para um LN, deve-se criar uma instância de um FB compatível.
9. Geração: tipo ou modelo de energia que é transformada em energia elétrica.
10. GOOSE: uma mensagem GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) é um dos modelos para comunicação em tempo real entre IEDs utilizada pela norma IEC 61850.
11. HX3040: Unidade Central de Processamento IEC 61850 (UCP) Redundante.
12. IEDs: são dispositivos multifuncionais muito utilizados para controle, medição, proteção e monitoramento de sistemas elétricos.
13. Master Tool Xtorm: Software/Ferramenta integrada de configuração, programação, simulação, depuração e parametrização inteligente, com ampla biblioteca de funções e lógicas típicas de projetos elétricos.
14. Modelagem Relacional: modelamento lógico de objetos que torna virtual os componentes de um ativo de potência (por exemplo) em forma de modelos de

informação abstratos, e que remete ao conceito de modelagem da informação básica (ex. informações para um nó lógico comutador sob carga) e suas classes de dados (status e medição da condição operativa de um equipamento).

15. Norma IEC 61850: conjunto de regras/normas que padronizam toda uma comunicação em um sistema elétrico, não sendo necessário um conversor de protocolos.
16. Nós Lógicos (*Logical Nodes*): Menor parte da função que troca informações. São agrupamentos de dados e aplicações relacionados dentro de uma função lógica do sistema de automação. Os LNs são definidos pela norma IEC 61850 e modelam os objetos de dados e serviços sujeitos à comunicação através de protocolos definidos nas normas IEC.
17. Protocolos de comunicação: conjunto de regras e procedimentos que devem ser respeitados para que os sistemas (mesmo que com arquiteturas internas distintas) consigam conversar com a mesma linguagem (entendimento na troca de informações), emitindo e recebendo dados em uma rede.
18. *PersistentVars*: GVL especial criada no projeto do XTORM, utilizada para inserir variáveis simbólicas persistentes.
19. Reutilização: emprego de uma funcionalidade/função (modelo) já existente e padronizado.
20. Semântica: os IEDs devem entender as informações providas por outros IEDs.
21. Sintaxe: os IEDs devem ser integrados com um barramento comum e um protocolo comum.
22. Sistema Elétrico: conjunto de subestações, usinas e linhas de transmissão que permitem a geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.
23. Sistema SCADA: ou software supervisor, são programas desenvolvidos para monitorar um conjunto de dispositivos e variáveis (sistemas de supervisão e aquisição de dados).
24. Transformador de Potência: dispositivo elétrico utilizado para diminuir ou aumentar a tensão.
25. Transmissão: energia elétrica transportada em altas tensões.
26. UTR-Unidade Terminal Remota: Equipamento robusto e de alta tecnologia com capacidade para operar e gerenciar aplicações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1.1 – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA MUNDIAL <i>PER CAPITA</i> EM 2007 | 25 |
| FIGURA 1.2 – CONSUMO DE ELETRICIDADE E PIB MUNDIAL | 26 |
| FIGURA 1.3 – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL POR FONTE EM 2012 | 27 |
| FIGURA 1.4 – REDE ELÉTRICA INTELIGENTE – <i>SMART GRID</i> | 29 |
| FIGURA 2.1 – SISTEMA DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA | 37 |
| FIGURA 2.2 – SALA DE CONTROLE - UEG/ARAUCÁRIA | 38 |
| FIGURA 2.3 – TRANSFORMADOR PRINCIPAL - UEG/ARAUCÁRIA | 39 |
| FIGURA 2.4 – TRANSFORMADOR AUXILIAR E IED - UEG/ARAUCÁRIA | 39 |
| FIGURA 2.5 – COMUNICAÇÃO ENTRE IEDS ATRAVÉS DE FIAÇÃO RÍGIDA E ATRAVÉS DE MENSAGENS GOOSE | 40 |
| FIGURA 2.6 – ARQUITETURA SIMPLIFICADA DE UM SAS IEC 61850..... | 43 |
| FIGURA 2.7 – ARQUITETURA DE UMA REDE DE COMUNICAÇÃO IEC 61850 ... | 45 |
| FIGURA 2.8 – INTEROPERABILIDADE COM ARQUIVOS SCL NA NORMA IEC 61850 | 47 |
| FIGURA 2.9 – ARQUITETURA DE COMPOSIÇÃO DOS ARQUIVOS DA LINGUAGEM SCL..... | 48 |
| FIGURA 2.10 – TOPOLOGIAS DE REDE UTILIZADAS EM SUBESTAÇÕES..... | 49 |
| FIGURA 2.11 – SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ATIVOS..... | 50 |
| FIGURA 2.12 – INTERFACE DE MONITORAMENTO DE DESEMPENHO DA REFRIGERAÇÃO DE UM TRANSFORMADOR..... | 52 |
| FIGURA 2.13 – COMPONENTES DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA | 53 |
| FIGURA 2.14 – TAXA DE INTERRUPÇÕES EM TRANSFORMADORES | 57 |
| FIGURA 2.15 – INTERRUPÇÕES EM COMPONENTES DE TRANSFORMADORES | 58 |
| FIGURA 2.16 – DISPOSITIVO PARA ENSAIO DA RIGIDEZ DIELETRICA EM ÓLEO | 63 |
| FIGURA 3.1 – QUADRO COM NÓ LÓGICO E DADOS | 68 |
| FIGURA 3.2 – FUNÇÃO BÁSICA E ELEMENTOS DE COMUNICAÇÃO NA NORMA IEC 61850 | 69 |
| FIGURA 3.3 – BLOCO DE CONSTRUÇÃO DE UM NÓ LÓGICO | 69 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 3.4 – DISPOSITIVO LÓGICO COMPOSTO POR NÓS LÓGICOS..... | 70 |
| FIGURA 3.5 – MODELO DE DADOS (HIERARQUIA) | 70 |
| FIGURA 3.6 – MUDANÇA DE OBJETO REAL PARA OBJETO VIRTUAL | 71 |
| FIGURA 3.7 – MODELO DO NÓ LÓGICO DISJUNTOR EM SUA FORMA SCADA | 73 |
| FIGURA 3.8 – MODELO DE DADOS ABSTRATO PARA A IEC 61850 | 73 |
| FIGURA 3.9 – REFERÊNCIA DE OBJETO SEGUNDO A NORMA IEC 61850 | 74 |
| FIGURA 3.10 – COMANDOS DE CÓDIGO – ORIGINATOR_IED 61850..... | 78 |
| FIGURA 3.11 – ESTRUTURA DE DADOS – CTRL_AUTH_IEC 61850 | 79 |
| FIGURA 3.12 – ESTRUTURA DE DADOS – LOC_REM_IEC 61850 | 80 |
| FIGURA 3.13 – ESTRUTURA DE DADOS – CTRL_AUTH_IEC 61850 | 81 |
| FIGURA 3.14 – COMANDOS DE CÓDIGO – MOD E BEH_IEC 61850 | 82 |
| FIGURA 3.15 – VALOR DE BEH DE UM <i>LOGICAL NODE</i> _IEC 61850 | 82 |
| FIGURA 3.16 – ESTRUTURA DE DADOS – CF_ANLG_IEC 61850 | 83 |
| FIGURA 3.17 – ESTRUTURA DE DADOS – CF_WYE E CF_DEL_IEC 61850..... | 84 |
| FIGURA 3.18 – COMANDO ENUMERAVEL RANGE_IEC 61850 | 87 |
| FIGURA 3.19 – ESTRUTURA DE DADOS – ALM_HIST_IEC 61850 | 90 |
| FIGURA 3.20 – ESTRUTURA DE DADOS – MV_IEC 61850 | 91 |
| FIGURA 3.21 – ESTRUTURA DE DADOS – CMV_IEC 61850..... | 91 |
| FIGURA 3.22 – ESTRUTURA DE DADOS – WYE_IEC 61850 | 91 |
| FIGURA 3.23 – ESTRUTURA DE DADOS – DEL_IEC 61850..... | 92 |
| FIGURA 3.24 – ESTRUTURA DE DADOS – SPS_IEC 61850 | 94 |
| FIGURA 3.25 – ESTRUTURA DE DADOS – DPS_IEC 61850 | 94 |
| FIGURA 3.26 – UTR HADRON XTORM (BASTIDOR DE 9 POSIÇÕES) | 108 |
| FIGURA 3.27 – MÓDULO HX8320 | 109 |
| FIGURA 3.28 – MÓDULO HX3040 | 109 |
| FIGURA 3.29 – INICIALIZAÇÃO DO SOFTWARE MASTER TOOL XTORM | 110 |
| FIGURA 3.30 – WIZARDS DE CONFIGURAÇÃO | 111 |
| FIGURA 3.31 – UTR HADRON XTORM EM CONFIGURAÇÃO NO SOFTWARE . | 111 |
| FIGURA 3.32 – IMPLEMENTAÇÃO DO FB_LLNO NO MASTER TOOL | 112 |
| FIGURA 3.33 – IMPLEMENTAÇÃO DO FB_SIML NO MASTER TOOL..... | 112 |
| FIGURA 3.34 – CODIFICAÇÃO DE TESTES DO FB_SIML NO MASTER TOOL.. | 113 |
| FIGURA 3.35 – MODELAGEM DE NÓS LÓGICOS NO SOFTWARE MASTER TOOL | 113 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA 4.1 – SENSORIAMENTO DO TRANSFORMADOR DE 230 kV - TRA..... | 115 |
| FIGURA 4.2 – SENSORIAMENTO DO TRANSFORMADOR DE 69 kV - DIS | 116 |
| FIGURA 4.3 – TOPOLOGIA DE INSTALAÇÃO DO PROJETO DESTA TESE..... | 117 |
| FIGURA 4.4 – SUBESTAÇÃO DO PILARZINHO - COPEL | 119 |
| FIGURA 4.5 – APARELHOS DE ANÁLISE PDC E LCM – PROJETO P&D USP- COPEL..... | 119 |
| FIGURA 4.6 – PROCEDIMENTO DO MÉTODO PDC | 121 |
| FIGURA 4.7 – ANALISADOR PDC – PROJETO P&D USP-COPEL | 122 |
| FIGURA 4.8 – MEDIDOR DE LCM - PROJETO P&D USP-COPEL | 123 |
| FIGURA 4.9 – DIAGRAMA DO PROCESSAMENTO DE DADOS DO SISTEMA DE SECAGEM..... | 124 |
| FIGURA 4.10 – MÁQUINA DE SECAGEM E SENSORIAMENTO LIGADO AO TRANSFORMADOR..... | 125 |
| FIGURA 4.11 – ALGUNS NÓS LÓGICOS PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DE ACORDO COM A NORMA IEC 61850 | 133 |
| FIGURA 4.12 – ARQUITETURA INICIAL DO PROJETO P&D – USP-COPEL..... | 134 |
| FIGURA 4.13 – ARQUITETURA FINAL DO PROJETO P&D – USP-COPEL | 135 |
| FIGURA 4.14 – CURVA DE POLARIZAÇÃO NA TELA DO APLICATIVO DE AVALIAÇÃO DA UMIDADE DO TRANSFORMADOR TF-1 (69 - kV - DIS) – SE PILARZINHO – COPEL (JAN. 2017) | 138 |
| FIGURA 4.15 – CURVA DE POLARIZAÇÃO NA TELA DO APLICATIVO DE AVALIAÇÃO DA UMIDADE DO TRANSFORMADOR TF-1 (69 - kV - DIS) – SE PILARZINHO – COPEL (FEV. 2017) | 139 |
| FIGURA 4.16 – CURVAS DE POLARIZAÇÃO E DESPOLARIZAÇÃO PARA O TRANSFORMADOR TF-1 (69 kV – DIS) | 140 |
| FIGURA 4.17 – TELA DO APLICATIVO DE AVALIAÇÃO DA UMIDADE DO TRANSFORMADOR TF-B (230 - kV – TRA)..... | 142 |
| FIGURA C.1 – COMUTADOR SOB CARGA (LTCH)..... | 160 |
| FIGURA D.1 – BUCHA (BUSH) | 162 |
| FIGURA F.1 – SUGESTÃO DE ARQUITETURA PROJETO P&D – USP-COPEL . | 168 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|-----|
| TABELA 2.1 – CLASSIFICAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA | 55 |
| TABELA 2.2 – ASPECTOS QUE CAUSAM TAXAS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES | 60 |
| TABELA 3.1 – CLASSES DE DADOS DE UM NÓ LÓGICO..... | 71 |
| TABELA 3.2 – ATRIBUTOS PARA A CLASSE PONTO DUPLO CONTROLÁVEL .. | 72 |
| TABELA 4.1 – CAMADA 1 DA TOPOLOGIA DO PROJETO | 118 |
| TABELA 4.2 – CAMADA 2 DA TOPOLOGIA DO PROJETO | 118 |
| TABELA 4.3 – CAMADA 3 DA TOPOLOGIA DO PROJETO | 118 |
| TABELA 4.4 – NOVOS DATA OBJECTS – NÓ LÓGICO BIOP | 128 |
| TABELA 4.5 – NOVOS DATA OBJECTS – NÓ LÓGICO ELTR | 130 |
| TABELA 4.6 – RESULTADOS-1 TF-1 (69 kV – DIS)..... | 137 |
| TABELA 4.7 – RESULTADOS-2 TF-1 (69 kV – DIS)..... | 137 |
| TABELA 4.8 – COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA (%) PARA O TRANSFORMADOR TF-1 (69 kV – DIS)..... | 140 |
| TABELA 4.9 – RESULTADOS TF-B (230 kV – TRA) | 141 |
| TABELA 4.10 – COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA (%) PARA O TRANSFORMADOR TF-B (230 kV – TRA)..... | 143 |
| TABELA A.1 – GRUPOS DE NÓS LÓGICOS..... | 157 |
| TABELA A.2 – GRUPOS DE CLASSES DE DADOS..... | 158 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|-----|
| QUADRO 2.1 – PARTES DA NORMA IEC 61850 | 44 |
| QUADRO 2.2 – SUBSISTEMAS E FUNÇÕES DE MONITORAMENTO | 59 |
| QUADRO 2.3 – SUBSISTEMAS E GRANDEZAS MONITORADAS | 59 |
| QUADRO 3.1 – ESTRUTURA DE IDENTIFICAÇÃO DE NOMES DE OBJETOS DE DADOS | 75 |
| QUADRO 3.2 – TAMANHO E CONVERSÃO DE NOMES USANDO O GOMSFE ... | 75 |
| QUADRO 3.3 – TAMANHO E CONVERSÃO DE NOMES USANDO A IEC 61850 .. | 76 |
| QUADRO 3.4 – ORIGEM DE COMANDOS IEC - 61850 | 79 |
| QUADRO 3.5 – ESTRUTURA DPS – IEC 61850..... | 94 |
| QUADRO 3.6 – VARIÁVEIS COM VALOR E QUALIDADE MAPEADOS | 105 |
| QUADRO 3.7 – MAPEAMENTO DE VARIÁVEIS IEC 61850 | 106 |
| QUADRO 4.1 – PROPOSTA DE NOVOS NÓS LÓGICOS – BIOP E ELTR – IEC 61850 (PARTE 5) | 127 |
| QUADRO 4.2 – EXTRATO CAPITULAR DA PARTE 7-4 ED2 DA NORMA IEC 61850 COM A PROPOSTA DE ADIÇÃO DO GRUPO (B) E DO NOVO NÓ LÓGICO BIOP (CAPÍTULO 5) | 129 |
| QUADRO 4.3 – EXTRATO CAPITULAR DA PARTE 7-4 ED2 DA NORMA IEC 61850 COM A PROPOSTA DE ADIÇÃO DO GRUPO (E) E DO NOVO NÓ LÓGICO ELTR (CAPÍTULO 5) | 131 |
| QUADRO 4.4 – EXTRATO CAPITULAR DA PARTE 7-4 ED2 DA NORMA IEC 61850 COM A PROPOSTA DE ADIÇÃO DOS DATA OBJECTS NOVOS | 132 |
| QUADRO C.1 – GRUPO DE EQUIPAMENTOS DE COMUTADOR SOB CARGA (LTCH) | 160 |
| QUADRO C.2 – CONFIGURAÇÕES PADRÃO PARA OBJETOS RP_COMUTADORES..... | 161 |
| QUADRO C.3 – CONJUNTO DE DADOS (DATA SET)_COMUTADORES..... | 161 |
| QUADRO D.1 – GRUPO DE EQUIPAMENTOS DE BUCHA (BUSH) | 162 |
| QUADRO D.2 – CONFIGURAÇÕES PADRÃO PARA OBJETOS RP_BUCHAS ... | 163 |
| QUADRO E.1 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES | 164 |
| QUADRO E.2 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES | 165 |
| QUADRO E.3 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES | 166 |
| QUADRO E.4 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES | 167 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|--------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CDC | <i>Common Data Class</i> |
| CID | <i>Configured IED Description</i> |
| CIGRE | <i>Conseil International Des Grands Réseaux Électriques</i> |
| CIM | <i>Common Information Model</i> |
| COPEL | <i>Companhia Paranaense de Energia Elétrica</i> |
| CTEEP | Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista |
| DA | <i>Data Attribute</i> |
| DIS | <i>Distribuição</i> |
| DO | <i>Data Object</i> |
| ECM | <i>Equipment Condition Monitoring</i> |
| EMS | <i>Energy Management System</i> |
| EPRI | <i>Electric Power Research Institute</i> |
| FB | <i>Function Block</i> |
| FC | <i>Fragmento de Código</i> |
| GET | <i>Geração e Transmissão</i> |
| GGIO | <i>Generic Process I/O</i> |
| GOMSFE | <i>Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment</i> |
| GOOSE | <i>Generic Object Oriented Substation Event</i> |
| GVL | <i>Global Variable List</i> |
| ICD | <i>IED Capability Description</i> |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> |
| IEDs | <i>Intelligent Electronical Devices</i> |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> |
| kV | <i>Kilo Volt</i> |
| kVA | <i>Kilo Volt Ampère</i> |
| LCM | <i>Liquid Conductivity Meter</i> |

| | |
|----------|--|
| LN | <i>Logical Node</i> |
| LN_XTORM | <i>Biblioteca que contém os FBs na RTU_XTORM</i> |
| LOL | <i>Loss of Life</i> |
| MMS | <i>Multimedia Messaging System</i> |
| MVA | <i>Mega Volt Ampère</i> |
| PDC | <i>Polarization and Depolarization Current</i> |
| POU | <i>Program Organization Block</i> |
| RTU | <i>Remote Terminal Unit</i> |
| SAS | <i>Substation Automation Systems</i> |
| SE | <i>Subestação</i> |
| SCADA | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> |
| SCD | <i>Substation Configuration Description</i> |
| SCL | <i>Substation Configuration Description Language</i> |
| SSD | <i>System Specification Description</i> |
| TCP | <i>Transmission Control Protocol</i> |
| UCA | <i>Utility Communications Architecture</i> |
| UCP | <i>Unidade Central do Processamento</i> |
| UDP | <i>User Datagram Protocol</i> |
| UTR | <i>Unidade Terminal Remota</i> |
| XML | <i>Extended Markup Language</i> |

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1 INTRODUÇÃO | 25 |
| 1.1 MOTIVAÇÃO | 25 |
| 1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO | 30 |
| 1.2.1 Objetivo Geral | 30 |
| 1.2.2 Objetivos Específicos | 31 |
| 1.3 METODOLOGIA | 31 |
| 1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO | 32 |
| 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO | 35 |
| 2 REVISÃO DA LITERATURA | 36 |
| 2.1 INTRODUÇÃO | 36 |
| 2.2 ESTADO DA ARTE | 36 |
| 2.3 VISÃO GERAL DA NORMA IEC 61850 | 41 |
| 2.3.1 <i>Generic Object Oriented Substation Event</i> - GOOSE | 46 |
| 2.3.2 <i>Multimedia Messaging System</i> - MMS | 46 |
| 2.3.3 Utilizações da Linguagem SCL | 47 |
| 2.3.4 Topologia | 49 |
| 2.4 GERENCIAMENTO DE ATIVOS | 50 |
| 2.4.1 Degradação de Equipamentos | 51 |
| 2.5 TRANSFORMADORES | 53 |
| 2.5.1 Vida Útil de Transformadores | 56 |
| 2.5.2 Grandezas que Impactam na Vida Útil de Transformadores (Trafos) | 58 |
| 2.5.3 Avaliação da Degradação do Sistema de Isolamento em Trafos | 61 |
| 2.6 CONTRIBUIÇÕES DA LITERATURA | 63 |
| 3 METODOLOGIA | 68 |
| 3.1 PROCEDIMENTOS E MÉTODOS | 68 |
| 3.2 MODELO DE SOLUÇÃO E APLICAÇÃO ENTRE <i>FUNCTION BLOCKS (FB)</i> E <i>LOGICAL NODES (LN)</i> | 76 |
| 3.2.1 Configuração de LNs e FBs na RTU_XTORM | 76 |
| 3.2.2 Influência de Autoridades de Controle IEC 61850 | 78 |
| 3.2.3 Influência de <i>Mode (Mod)</i> e <i>Behaviour (Beh)</i> | 81 |
| 3.2.4 Configurações de <i>Range</i> e <i>Deadbands</i> em Medições Analógicas | 83 |
| 3.2.4.1 Geração de Eventos para Medições Analógicas | 85 |
| 3.2.4.1.1 <i>Deadband</i> Absoluto | 85 |
| 3.2.4.1.2 <i>Deadband</i> Integral | 86 |

| | |
|--|-----|
| 3.2.4.2 Zeramento e Medição Reportada | 87 |
| 3.2.4.3 Cálculo do Enumerável " <i>Range</i> " | 87 |
| 3.2.4.4 Consistências Padrão para Configurações em CF_ANLG_IEC 61850 | 88 |
| 3.2.4.5 Valores <i>Default</i> para Inicialização de Configurações em CF_ANLG_IEC 61850 em Caso de Perda de Persistência | 89 |
| 3.2.5 Configurações dos Níveis de Alarme e Histerese | 89 |
| 3.2.6 Utilização de Medições Analógicas | 90 |
| 3.2.6.1 Estrutura de Dados | 90 |
| 3.2.6.2 Medições Analógicas Reportadas via Servidor IEC 61850 | 92 |
| 3.2.6.3 Medições Analógicas Complexas Reportadas via Servidor IEC 61850 | 92 |
| 3.2.7 Utilização de Indicações Digitais | 93 |
| 3.2.7.1 Estrutura de Dados | 93 |
| 3.2.7.2 Indicações Digitais Reportadas via Servidor IEC 61850 | 94 |
| 3.3 DESCRIÇÃO DOS <i>FUNCTION BLOCKS</i> ASSOCIADOS AOS <i>LOGICAL NODES</i> | 95 |
| 3.3.1 FB_LLNO Associado ao <i>Logical Node</i> Zero LLN0 | 95 |
| 3.3.1.1 Ajustes do LN | 95 |
| 3.3.1.2 Descrição do FB_LLNO | 95 |
| 3.3.1.2.1 Entradas | 95 |
| 3.3.1.2.2 Entradas/saídas (Bidirecionais) | 96 |
| 3.3.1.2.3 Saídas | 96 |
| 3.3.1.2.4 Funcionamento | 96 |
| 3.3.1.3 Variáveis Persistentes | 97 |
| 3.3.2 FB_SIML Associado ao <i>Logical Node</i> SMIL | 97 |
| 3.3.2.1 Ajustes do LN | 98 |
| 3.3.2.2 Descrição do FB_SIML | 98 |
| 3.3.2.2.1 <i>Entradas</i> | 98 |
| 3.3.2.2.2 Entradas/saídas (Bidirecionais) | 100 |
| 3.3.2.2.3 Saídas | 101 |
| 3.3.2.2.4 Funcionamento | 102 |
| 3.3.2.3 Variáveis Persistentes | 105 |
| 3.3.2.4 Pontos Internos | 105 |
| 3.3.2.5 Mapeamento de Variáveis - IEC 61850 <i>Variables Mapping</i> | 106 |
| 3.4 HADRON XTORM | 107 |
| 3.4.1 Módulo HX8320 | 108 |
| 3.4.2 Módulo HX3040 | 109 |

| | |
|---|------------|
| 3.4.3 Módulo HX1120 e Módulo HX2320..... | 109 |
| 3.4.4 Módulo HX6000 e Módulo HX6020 | 110 |
| 3.5 SIMULAÇÃO NO SOFTWARE MASTER TOOL XTORM..... | 110 |
| 4 MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO..... | 114 |
| 4.1 SENSORIAMENTO..... | 115 |
| 4.2 ESPECTROSCOPIA DIELÉTRICA POR CORRENTE DE POLARIZAÇÃO E DESPOLARIZAÇÃO - PDC | 120 |
| 4.2.1 PDC | 120 |
| 4.3 MEDIDA DE CONDUTIVIDADE EM LIQUIDOS ISOLANTES - LCM | 123 |
| 4.3.1 Método LCM | 123 |
| 4.4 MÁQUINA DE SECAGEM | 124 |
| 4.4.1 Máquina de Secagem | 124 |
| 4.5 MODELAGEM DOS NÓS LÓGICOS BIOP E ELTR | 126 |
| 4.5.1 Desenvolvimento do <i>Logical Node</i> BIOP | 128 |
| 4.5.2 Desenvolvimento do <i>Logical Node</i> ELTR..... | 130 |
| 4.6 ARQUITETURA DO PROJETO USP-COPEL | 134 |
| 4.7 ALGUNS RESULTADOS IMPORTANTES | 136 |
| 4.7.1 Transformador TF-1 (69 - kV - DIS) | 136 |
| 4.7.2 Transformador TF-B (230 - kV - TRA) | 141 |
| 5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS | 144 |
| 5.1 CONCLUSÕES IMPORTANTES SOBRE ESTA PESQUISA | 144 |
| 5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS | 146 |
| REFERÊNCIAS..... | 148 |
| R.1 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 148 |
| R.2 REFERÊNCIAS LINKOGRÁFICAS | 156 |
| APÊNDICES | 157 |
| A. APENDICE A | 157 |
| B. APENDICE B | 159 |
| C. APENDICE C..... | 160 |
| D. APENDICE D..... | 162 |
| D. APENDICE E | 164 |
| D. APENDICE F | 168 |

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Com uma demanda crescente no provimento de energia elétrica, para a população, observa-se que é necessária a racionalização consciente e também um aumento de geração, transmissão e distribuição de energia.

Dados do atlas de energia elétrica, no Brasil (ANEEL, 2008), revelam que os trinta países que compõem a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico-OCDE¹ são, historicamente, os maiores consumidores de energia elétrica no mundo. A Figura 1.1 ilustra os distintos volumes de consumo de energia elétrica per capita em diversas regiões mundiais em 2007.

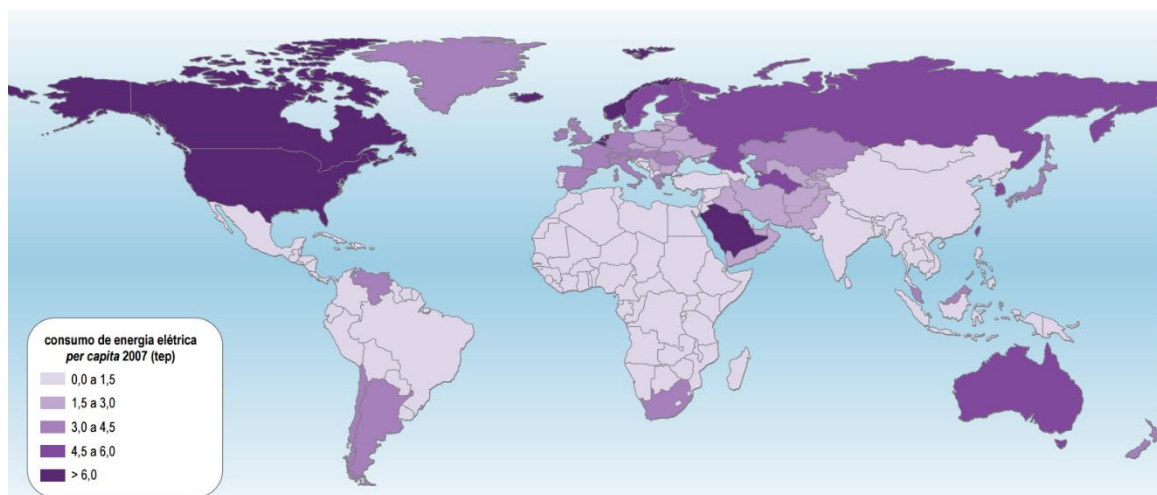


FIGURA 1.1 – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA MUNDIAL *PER CAPITA* EM 2007

Fonte: ANEEL, 2008

A forte disparidade entre os países neste consumo pode ser explicada pela estrutura econômica e social das nações. Na Alemanha e França o consumo de

¹ Países da OCDE: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Tcheca, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Japão, Coreia, Luxemburgo, México, Países Baixos, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, República Eslovaca, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos.

energia elétrica primária recuou 5,6% e 2,1%, respectivamente, entre 2006 e 2007. A Ásia Pacífica teve uma participação de 34,3% do total mundial e os Estados Unidos lideram o ranking como o maior consumidor, respondendo por 21,3% do total mundial. O consumo nas Américas Central e do Sul revela-se de baixo a moderado (ANEEL, 2008).

A partir de uma análise estatística das taxas de crescimento econômico e demográfico, podem ser calculados indicadores e projeções do consumo de energia elétrica *per capita* para as gerações futuras. A Figura 1.2 apresenta uma comparação entre a posição relativa de alguns países (em 2004) e uma projeção da situação do Brasil em 2030.

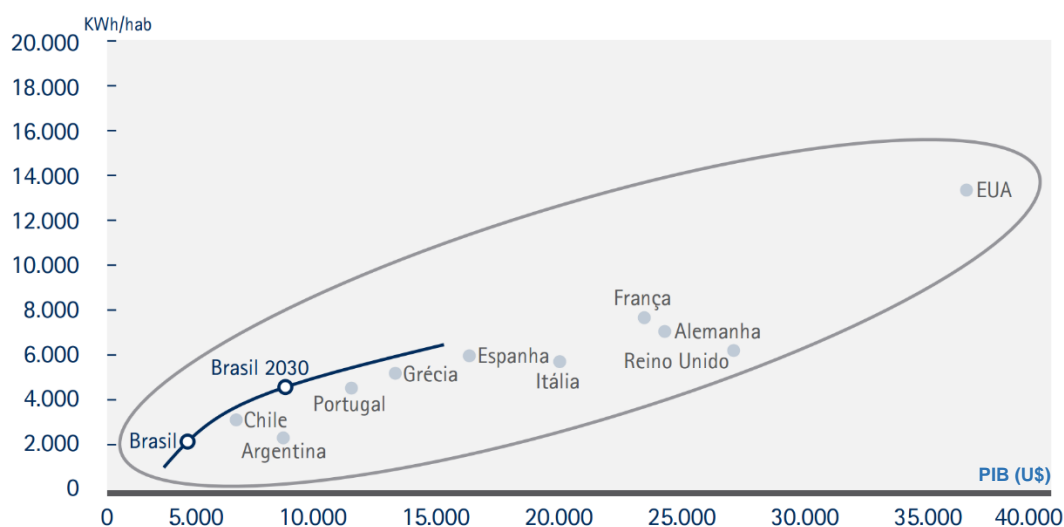


FIGURA 1.2 – CONSUMO DE ELETRICIDADE E PIB MUNDIAL

Fonte: EPE, 2007

O consumo de energia elétrica no Brasil em 2004 era relativamente baixo (aproximadamente 1.820 kWh/hab) com uma população estimada de 180 milhões de pessoas. Alemanha, França e Reino Unido juntos tinham uma população estimada de 200 milhões de habitantes e um consumo médio de 6.940 kWh/hab. Em 2020 o consumo *per capita* no Brasil deverá ser de 3.270 kWh/hab, ou seja, ainda menor do que a metade de Alemanha, França ou Reino Unido em 2004. A projeção para o consumo médio do brasileiro em 2030 será inferior ao de gregos ou espanhóis em 2004 (EPE, 2007).

O Brasil possui uma sólida base hidráulica em sua matriz de energia, sendo sua dominância dada as suas riquezas hídricas. Entretanto, o estímulo a outras fontes de energia renováveis ainda é fortemente deficitário, se comparado à média mundial

(GOLDEMBERG e LUCON, 2007). A Figura 1.3 ilustra o consumo de energia da população brasileira segundo suas fontes geradoras em 2012.

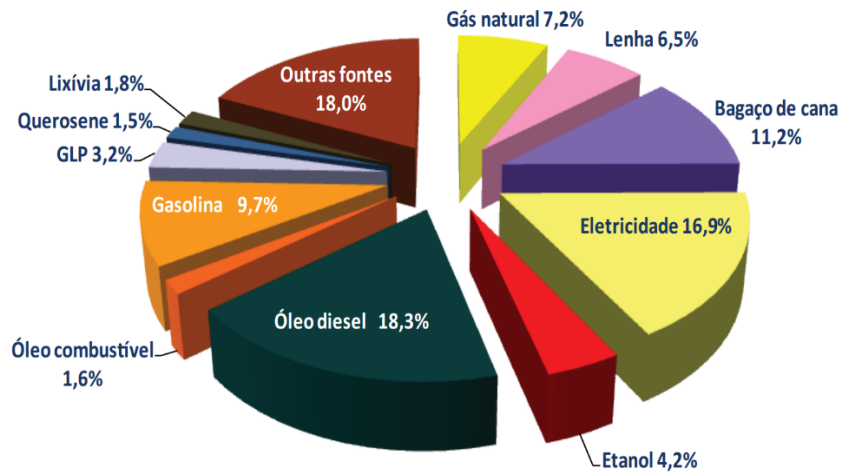


FIGURA 1.3 – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL POR FONTE EM 2012

Fonte: EPE, 2013

O gás natural respondia por 7,2% da matriz energética nacional, o óleo diesel (incluindo o biodiesel) 18,3% e a Eletricidade 16,9% do total produzido (EPE, 2013). Para Silva (2005), o setor energético nacional tem sofrido mudanças constantes e gerado elevado impacto para consumidores, indústrias e para as concessionárias de energia. Este cenário remete à necessidade da gestão, no setor energético, sob os aspectos econômico, ambiental, organizacional e tecnológico.

Conforme Higgins *et al.* (2010), esta necessidade veio à tona devido a um conjunto de preocupações fundamentais:

- 1- Insegurança Energética: existe uma preocupação mundial quanto às fontes de energia renováveis (sua capacidade de suprimento) e à vulnerabilidade no fornecimento de energia elétrica.
- 2- Emissão de Gases e Efeito Estufa: estuda-se o aumento da substituição dos combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis. Entretanto, esta necessidade traz consigo a carência de novas tecnologias.
- 3- Competição Internacional: a preservação do meio ambiente depende diretamente da concorrência entre economias em desenvolvimento e mercados internacionais.

- 4- Mercado escasso (poucas concessionárias e geradoras): o pequeno mercado contribui para que a demanda seja elevada e, por consequência, os preços energéticos sejam elevados.
- 5- Desempenho dos prestadores de serviço (concessionárias): apesar de regulamentado (as empresas deveriam se esforçar para atender as elevadas expectativas de desempenho com contenção de custos), o setor ainda possui monopólios.

Segundo Brand *et al.* (2004) e Petenel e Panazio (2012), as concessionárias de produção, distribuição e redistribuição de fontes de energia, em geral, possuem equipamentos de diferentes gerações e distintos fabricantes, o que torna os sistemas de monitoramento, controle e gestão das plataformas automatizadas de subestações de energia elétrica, por exemplo, modelos de difícil comunicação. Nota-se que a grande maioria dos equipamentos possui protocolos de comunicação muito particulares e com regras específicas.

Surgiu a necessidade de se criar ferramentas capazes de minimizar este problema do setor energético. Objetivando otimizar a comunicação entre sistemas que, em geral, são distintos, é utilizado um conjunto de normas ou regras que definem os tipos de mensagens e a ordem em que elas devem ser realizadas. A este conjunto de regras e normas dá-se o nome de protocolo, conforme Ross e Kurose (2005). Por sua vez, os protocolos objetivam fazer com que os sistemas (mesmo que com arquiteturas internas distintas) consigam conversar com a mesma linguagem (entendimento na troca de informações).

O elevado número de protocolos particulares acarreta em graves problemas para os sistemas em subestações de energia, pois cada fabricante utiliza o seu protocolo, dificultando a interligação entre os equipamentos de fornecedores diferentes. Conforme Gurjão *et al.* (2006), a comunicação destes protocolos está condicionada ao desenvolvimento de conversores de protocolos (*gateways*) especialistas. Contudo, esses equipamentos possuem um atraso (*delay*) na comunicação em tempo real, entre os dispositivos de uma subestação de energia, e este atraso pode ocasionar entendimentos e atuações indevidas por parte dos operadores destes sistemas e provocar quedas na geração e fornecimento de energia.

As redes inteligentes, *Smart Grid*, de comunicação digital têm sido desenvolvidas e possuem uma variedade de tecnologias objetivando integrar os

sistemas de automação que, por sua vez, tendem a aprimorar os sistemas elétricos de potência e integrar novas aplicações de suporte. Tornou-se imperativo às concessionárias de eletricidade desenvolverem redes elétricas mais autônomas e inteligentes (ligada, eficiente e sustentável) e, neste contexto, a criação de normas para gerir os aspectos técnicos de integração destas tecnologias também se fez necessária, por meio da normatização de arquiteturas e redes de comunicação. A Figura 1.4 ilustra um modelo de *Smart Grid*.



FIGURA 1.4 – REDE ELÉTRICA INTELIGENTE – *SMART GRID*

Fonte: http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/pt_PT/PT-Smart-Grid/Smart-Grid/ Acesso: 01/04/2016

Foi então em meados de 1990, nos Estados Unidos, que o projeto nomeado de *Utility Communications Architecture* (UCA) ganhou força no *Electric Power Research Institute* (EPRI). Esta pesquisa tinha como objetivo desenvolver um modelo de comunicação eficaz e comum a todos os fabricantes do setor energético. Paralelamente, um grupo de trabalho da *International Electrotechnical Commission* (IEC), conforme Gurjão *et al.* (2006), foi criado em 1995 para desenvolver uma padronização para os sistemas de comunicação em subestações. Percebendo que estavam trabalhando com um objetivo comum, os pesquisadores do EPRI e IEC reuniram esforços para desenvolver um padrão internacional conhecido como IEC 61850 *Communication Networks and Systems in Substation* ou Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações.

Atualmente, as concessionárias do setor energético realizam dentre muitas, as funções de gerador e consumidor das informações para o correto controle e manutenção dos equipamentos e sistemas de geração de energia. Entretanto, existem ainda diferenças marcantes entre os *Energy Management System* (EMS) ou sistemas de gerenciamento de energia e os *Substation Automation Systems* (SAS) ou sistemas de automação de subestações.

Segundo Kostic *et al.* (2003), embora trabalhem com os mesmos equipamentos físicos, eles operam em planos distintos no detalhamento das informações operadas, nos resultados de eficiência e desempenho e na responsabilidade dentro do controle de processos.

Objetivando aumentar a confiabilidade no controle desses processos, novos sistemas vêm sendo desenvolvidos. Os protocolos apontam mais restrições e o número de informações enviadas das subestações aos centros de controle tendem a ser minimizadas. Estudos da manutenção, conservação, monitoramento e diagnóstico da degradação e vida útil de equipamentos em concessionárias, como por exemplo, pesquisas com transformadores de potência, podem contribuir para uma reorganização dos sistemas utilizados em subestações de energia.

Para Lopes *et al.* (2012), Nascimento *et al.* (2015) e Machado (2015), apesar da consolidação da IEC 61850 no setor elétrico (onde existem muitas instalações com grande longevidade até que para elas sejam viáveis modernizações e com um cenário que promove o fortalecimento de protocolos legados), ela ainda está em desenvolvimento e têm sido fonte de inúmeros trabalhos de pesquisa, dado que seus documentos ainda carregam subjetividade na definição de grupos de nós lógicos e também dos próprios nós lógicos, ferramentas de configuração e topologias, e portanto, é fundamental a possibilidade de implementação de novos grupos e nós lógicos apropriados para complementar esta lacuna criada na planta das instalações.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

1.2.1 Objetivo Geral

Apresentar e desenvolver a implementação de novos grupos de Nós Lógicos ((B) - Diagnóstico da Degradação do Sistema de Isolamento para Transformadores; e (E) - Expectativa de Vida Útil do Sistema de Isolamento de Transformadores, pós ação de recuperação do ativo) baseados na IEC 61850, pela concepção dos módulos de diagnóstico da degradação e de ações corretivas para a aplicação em sistemas de gestão de transformadores de potência. Como consequência, contribuir para a redução de custos com manutenção de equipamentos, modernização de concessionárias, aumento do tempo disponível de operadores e engenheiros

projetistas, pela interoperabilidade de dispositivos e reutilização de LNs da IEC 61850 e de outras áreas de automação.

Contribuir para uma evolução da Norma IEC 61850, na abrangência de aplicação, possibilitando que ela passe a disponibilizar grupos de Nós-Lógicos e Nós-Lógicos para sistemas mais complexos, que contemplem não somente monitoramento e supervisão, mas também, Diagnóstico, Análises e Gestão de Ativos.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Investigar e mapear as grandezas/parâmetros que mais impactam na determinação da vida útil de transformadores de potência.
- Descrever funcionalidades dos subsistemas (parte ativa de transformadores de potência) a partir da especificação de seus dados (sintaxe e semântica).
- Propor a modelagem relacional de novos nós lógicos: “Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores (papel-óleo)” - BIOP, que agrupa *Data Objects* (novos e existentes) para o monitoramento da degradação sinérgica do meio isolante sólido (ex.: papel kraft) e do meio isolante líquido (ex.: óleo mineral, óleo vegetal); e “Vida Útil Remanescente do Sistema de Isolamento de Transformadores” - ELTR, que agrupa *Data Objects* (novos e existentes) para o monitoramento, diagnóstico e gestão da vida útil remanescente do isolamento de transformadores, pelo envelhecimento originado pela ação térmica e da umidade na parte ativa.
- Apresentar alguns comportamentos dinâmicos dos dispositivos do ponto de vista do monitoramento remoto. Todos os *Data Objects*, existentes e criados, possuem sinais de sensores e dispositivos eletrônicos (*online* e/ou *off-line*) presentes no sistema implementado na área piloto do projeto. O sensoriamento está descrito no capítulo 4, seção 4.1 (pág. 115).
- Contribuir com a disseminação e padronização do protocolo IEC 61850, a partir das novas aplicações que podem ser reutilizáveis em novos sistemas.

1.3 METODOLOGIA

Possibilitando alcançar os objetivos desta pesquisa, a metodologia utilizada está descrita nos procedimentos gerais:

1. Investigação, estudo, seleção, comparação e redação de documentos bibliográficos recentes na literatura mundial.
2. Investigação da normatização IEC 61850 e suas limitações (subsistemas ainda não modelados).
3. Pesquisa e seleção das principais grandezas que impactam na vida útil de transformadores de potência.
4. Apresentação e desenvolvimento dos novos grupos de nós lógicos para a parte ativa em transformadores de potência, utilizando a normatização IEC 61850.
5. Implementação piloto (na subestação do Pilarzinho, em Curitiba-PR) que incorpora camadas de diagnóstico e ações corretivas, indicadas pelos prognósticos do sistema integrado de medições, formando uma plataforma de gestão de ativos.
6. Observação, extração, classificação, tratamento, análise e conclusões sobre os resultados desta pesquisa.
7. Publicação científica dos resultados do trabalho.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

A originalidade desta tese reside em ir além da etapa diagnóstico, criando uma metodologia juntamente com a implementação de outros módulos do sistema, em que o mesmo indica a ação corretiva a ser tomada, com base no defeito incipiente identificado; define o método de acompanhamento para a ação de recuperação do ativo com avaliação da eficácia desta ação e registra o novo estado do ativo na base de conhecimento do sistema de gestão de ativos criados e modelados dentro da arquitetura IEC 61850.

Como benefício do sistema ele propicia uma utilização do ativo em sua plenitude, mantendo sob monitoramento todos os aspectos que garantem a confiabilidade do mesmo no sistema. O presente trabalho apresenta também o seguinte conjunto de contribuições complementares:

- Apresenta algumas das implementações de um modelo de monitoramento de transformadores de transmissão e distribuição, para a criação de um sistema de gestão de ativos, cuja topologia foi elaborada com base na IEC 61850.
- A implementação-piloto incorpora camadas de diagnóstico e ações corretivas, indicadas pelos prognósticos do sistema integrado de medições, formando uma plataforma de gestão de ativos
- Documentação padronizada para o gerenciamento de ativos (Transformadores de Potência). O controle de ativos garante um acréscimo na disponibilidade de equipamentos, reduz a variabilidade em processos e custos com manutenções desnecessárias em sistemas gerenciadores de energias.
- Seleção das grandezas que mais impactam na vida útil de transformadores de potência. Esta pesquisa garante uma direção norteadora para o desenvolvimento de novos equipamentos de monitoramento e controle de ativos em tempo real (*online*).
- Foi identificado na lista da norma, a inexistência de alguns LN's e também a carência de novos grupos de LN's, que podem contribuir de maneira mais prática (sem a utilização de objetos genéricos da norma – GGIO's) e que contribuem de maneira expressiva para o monitoramento do estado deste tipo de ativo, possibilitando que este trabalho acadêmico contribua para a revisão do capítulo da norma que versa sobre monitoramento e supervisão de transformadores (IEC 61850-7-4) e inaugurando modelos de Diagnostico e Expectativa de sua Vida Útil.
- Esta tese propõe a criação de dois novos Grupos de LN's: (B) – Diagnóstico da Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores; (E) – Expectativa de Vida Útil do Sistema de Isolamento de Transformadores, pós ação de recuperação do ativo. A modelagem de equipamentos críticos para a operação dos sistemas de energia, poderá dar suporte a novas políticas de utilização de ativos de potência em subestações, originando novos critérios de planejamento.

- Propõe dois novos LN's para os novos Grupos (B) e (E), respectivamente: "Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores (papel-óleo) – BIOP", que agrupa *Data Objects* (novos e existentes) para o monitoramento da degradação sinérgica do meio de isolamento sólido (ex.: papel Kraft) e do meio isolante líquido (ex.: óleo mineral, óleo vegetal); e "Vida Útil Remanescente do Sistema de Isolamento de Transformadores – ELTR", que agrupa *Data Objects* (novos e existentes) para o monitoramento, diagnóstico e gestão da vida útil remanescente do isolamento de transformadores pelo envelhecimento proveniente da ação térmica e da umidade na parte ativa.
- Apresentação das partes reutilizáveis no modelamento dos dispositivos, descrevendo funcionalidades e seu comportamento dinâmico. O reaproveitamento de código em outras instalações, utilizando a modelagem com nós lógicos, transforma um equipamento legado, em um IED.
- Modelagem com estruturação de dados em novos Nós Lógicos. A organização de dados com semântica bem definida admite que informações configuradas em IEDs possam ser importadas inteiramente, sem a necessidade de grandes conjuntos de dados (tabelas) de conversão, evento este, muito comum em outros protocolos.
- Os novos modelos de nós lógicos possuem interface padronizada na comunicação de IEDs e, portanto, as novas aplicações não necessitam mais reconhecer as particularidades de comunicação atribuídas por fabricantes distintos na execução de uma função. De tal modo, a interoperabilidade é promovida.
- Os modelos propostos permitem uma pré-avaliação de equipamentos do sistema elétrico, podendo prever condições que só poderiam ser conhecidas diante de uma falência do sistema real.
- Publicação dos resultados do trabalho em periódicos e congressos científicos especializados. Artigos: [2] (pág. 148), [3] (pág.148), [57] (pág. 152) e [83] (pág. 154) das Referências Bibliográficas.

Associadas a essas contribuições virão benefícios como: a descrição de uma metodologia de ações proativas para a manutenção de equipamentos, melhorias na relação custo-benefício no gerenciamento de ativos, maior disponibilidade dos equipamentos de potência, redução com custos de manutenção, perdas por multas e perdas no faturamento ocasionadas por paradas não programadas, entre outras.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em 5 capítulos.

O capítulo I apresenta uma introdução a respeito de um problema vastamente discutido na literatura, que são sobre os protocolos de comunicação em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e suas consequências para o setor energético. Relata também os objetivos, a metodologia, a contribuição e a organização do trabalho proposto.

No capítulo II é exibido um conjunto de referências, trabalhos e pesquisas que versam sobre a utilização e novas aplicações do protocolo IEC 61850 no setor energético, o tratamento e gerenciamento de ativos e sobre o ciclo de vida útil de transformadores de potência.

O capítulo III discute a metodologia utilizada no modelamento desenvolvido no capítulo IV, ilustrando os procedimentos e métodos para a construção dos modelos propostos.

O capítulo IV propõe o modelamento dos novos nós lógicos e seus novos grupos, em subsistemas ou dispositivos em transformadores de potência com a utilização da padronização IEC 61850. Apresenta também alguns resultados desta pesquisa.

No capítulo V são descritas as considerações finais do trabalho e algumas propostas de continuidade desta tese.

CAPÍTULO II

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados alguns dos trabalhos e pesquisas publicados recentemente e que fomentam a importância do estudo da norma IEC 61850 para os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Uma descrição formal da norma IEC 61850 foi realizada e uma discussão sobre a importância do controle e manutenção preventiva dos sistemas de monitoramento e diagnóstico da degradação dos transformadores em subestações de energia foi abordada.

2.2 ESTADO DA ARTE

A constituição de novas operadoras e subestações de energia elétrica é um mercado que vem despertando interesse de investidores e crescendo desde o final do século XIX. Estas subestações foram incorporando tecnologias e sua automação passou a operar em níveis de monitoramento e controle de grandezas físicas envolvidas no processo de geração, distribuição e transmissão de energia (correntes, tensões, potências reativas a ativas, posições fechada/aberta de seccionadores, além de disjuntores) (O SETOR ELÉTRICO, 2010).

Nestas subestações são encontradas várias gerações de equipamentos e tecnologias, na maioria das vezes, de fornecedores diferentes. Cada geração de tecnologia resolve suas necessidades e acaba sendo incorporada às instalações. Por sua vez, estas tecnologias (inseridas em equipamentos de monitoramento e controle) precisam conversar entre si e necessitam de protocolos de comunicação.

No entanto, as linguagens distintas entre os equipamentos e suas tecnologias encarecem os projetos de novas subestações e, principalmente, em projetos de ampliações, pois a grande maioria dos equipamentos (que, em geral, é composta por fabricantes diferentes) não consegue operar entre si (o que na literatura é conhecido

como carência de interoperabilidade). A Figura 2.1 ilustra um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

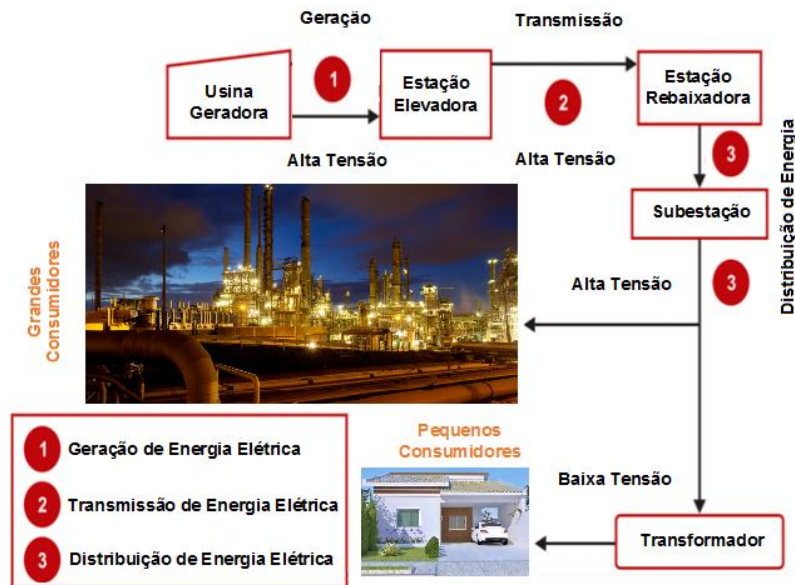


FIGURA 2.1 – SISTEMA DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Fonte: o autor

Foi então como elemento deste panorama que surgiu a norma IEC 61850, que propõe um conjunto de regras planejadas como arquitetura de comunicação única entre os conjuntos de dispositivos, dentro de uma subestação. Embora a norma IEC 61850 ainda esteja em desenvolvimento, ela tem despertado o interesse de institutos de pesquisa, concessionárias de energia e, principalmente, de fabricantes de equipamentos que almejam solucionar os problemas de comunicação entre equipamentos de diferentes gerações e a interoperabilidade na troca de informações entre equipamentos de diferentes fabricantes.

Para Silva (2005) a normatização IEC 61850 proporciona um alto grau de padronização, modularidade, interoperabilidade, portabilidade, escalabilidade e alto desempenho em sistemas geradores.

Sidhu *et al.* (2008) e Mohagheghi *et al.* (2011), relatam que o sucesso em um Sistema de Automação em Subestações está fundamentado na comunicação eficaz entre os sistemas de controle, proteção e entre os operadores nos centros de controle. Por sua vez, o grande desafio para os engenheiros de projetos é proporcionar a interoperabilidade entre os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de diferentes fabricantes.

Existe também o desejo da intercambiabilidade, que é a possibilidade de se trocar um IED de um fabricante por outro, mas com funcionalidade equivalente, sem que exista a necessidade de ajustes em outros componentes do sistema (JUNIOR, 2006). Contudo, até pouco tempo, a maioria dos fabricantes utilizava para seus dispositivos os seus próprios protocolos de comunicação, o que necessitava de altos investimentos com conversores de protocolos proprietários.

Segundo Petenel e Panazio (2012) *apud* Sidhu (2010), Pereira (2007) e Junior (2006), o padrão IEC 61850 foi concebido com foco na comunicação entre sistemas de subestações e redes, integrando dispositivos tais como transformadores e dispositivos eletrônicos inteligentes (*Intelligent Electrical Devices* - IEDs), e os sistemas de supervisão e controle de dados.

Os IEDs (dispositivos multifuncionais de controle, proteção, medição e monitoramento de sistemas elétricos) modernos têm sido utilizados com grande frequência em subestações de energia elétrica, pois, em geral, contribuem para a redução de custos com implementação e manutenção (dado principalmente à pouca utilização de cabos), têm excelente eficiência na troca de informações, possuem grande confiabilidade e permitem a sincronização de grande parte de seus dispositivos (BRAND *et al.*, 2004, PEREIRA e SANTOS, 2007).

A Figura 2.2 ilustra uma sala de controle situada na Usina Termelétrica a Gás de Araucária, no Paraná (UEG-Araucária), e a Figura 2.3 ilustra um transformador principal dessa Usina.



FIGURA 2.2 – SALA DE CONTROLE – USINA TERMELÉTRICA DE ARAUCÁRIA

Fonte: o autor



FIGURA 2.3 – TRANSFORMADOR PRINCIPAL – USINA TERMELÉTRICA DE ARAUCÁRIA

Fonte: o autor

A implementação da norma IEC 61850 proporciona uma forma amigável de como equipamentos devem ser gerenciados, garantindo consistência de transmissão de dados independente do modelo ou do fabricante desses equipamentos. Tal sistema normatiza como uma grande quantidade de dados deve ser distribuída (modelados e transportados) para diferentes aplicações (MOHAGHEGHI *et al.* 2011).

Segundo Chavez *et al.* (2015), o fato dos equipamentos se reconfigurarem automaticamente após sua instalação, elimina horas de trabalho de operadores e engenheiros. O resultado é a minimização de tempo de implantação, redução nos custos e a diminuição de erros nos testes de validação. A Figura 2.4 ilustra um transformador auxiliar e seu dispositivo eletrônico inteligente.



FIGURA 2.4 – TRANSFORMADOR AUXILIAR E IED – USINA TERMELÉTRICA DE ARAUCÁRIA

Fonte: o autor

Para Brand *et al.* (2004) e Junior (2006), uma vantagem na utilização do padrão IEC 61850 está na redução de custos durante o desenvolvimento de projetos de sistemas de proteção e também durante sua instalação. Essa redução se dá entre outros fatores, pela comunicação do tipo Ethernet, utilizada como padrão, reduzindo a necessidade de cabeamento físico e permitindo que a criação de metodologias de automação e controle sejam mais simples de se implementar em dispositivos eletrônicos inteligentes.

A Figura 2.5 ilustra um projeto de instalação convencional (esquerda) e um projeto de instalação operando com rede de comunicação Ethernet (direita) através de mensagens GOOSE. Segundo Paulino (2007), é fundamental uma definição das comunicações para a correta compreensão das mensagens recebidas e emitidas pelos IEDs. Essas funções de comunicação são realizadas pela IEC 61850, que define o mapeamento particular do modelo de valores medidos/amostrados (sinais analógicos convertidos em informação para a rede de comunicação) e os modelos de mensagens GOOSE.

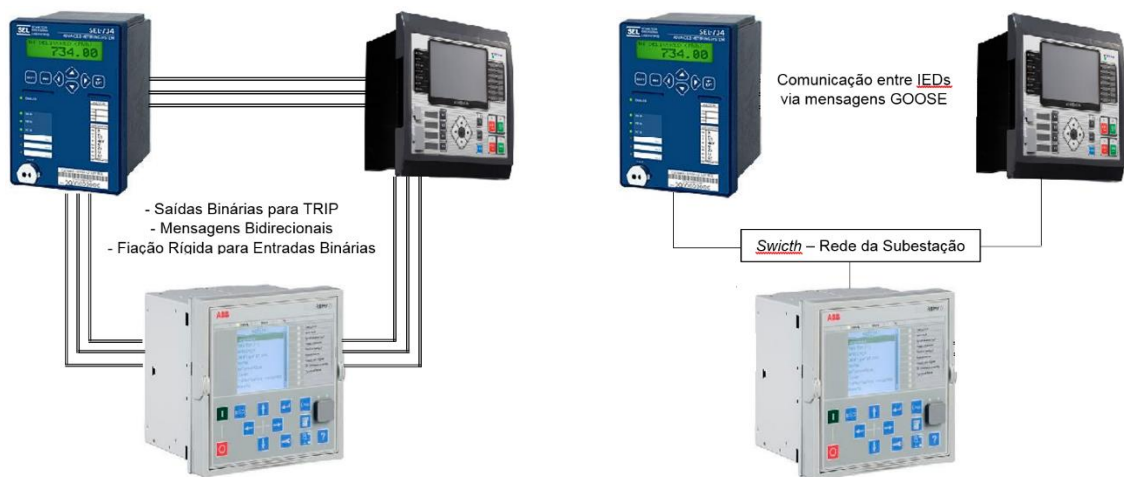


FIGURA 2.5 – COMUNICAÇÃO ENTRES IEDS ATRAVÉS DE FIAÇÃO RÍGIDA E ATRAVÉS DE MENSAGENS GOOSE

Fonte: o autor

A utilização da comunicação Ethernet promove também uma facilidade na adição de novas arquiteturas ao sistema e a interoperabilidade dos dispositivos de diferentes fabricantes. Junior (2006) e Dominicis *et al.* (2011) salientam que o acelerado desenvolvimento de tecnologias tanto de “*hardware*” quanto de “*software*”, como, por exemplo, novos IEDs e novos algoritmos avançados para as aplicações,

tem tornado possível a troca de informações entre os centros de controle de uma concessionária e os sistemas de automação de subestações.

Entretanto, apesar dos avanços significativos em controle, monitoramento e o aumento na frequência da utilização da normatização IEC 61850, ela ainda possui lacunas para o modelamento de dispositivos (como por exemplo, em buchas de um transformador de potência, que ainda não possuem em seus nós lógicos modelados dentro da IEC 61850, variantes de suas funções). Segundo Lopes *et al.* (2012), um complemento da normatização IEC 61850 está em desenvolvimento (chamado de IEC 61850 90-3) e a grande parte deste trabalho está voltada para a definição e estudo de novos nós lógicos para a normatização.

Esse modelamento e monitoramento, principalmente em tempo real, de equipamentos apresentam vantagens como, por exemplo, a redução de intervenções desnecessárias com manutenção de equipamentos, aumento da segurança de operadores, redução nos custos com controle e prolongamento da vida útil de ativos. Para Silva (2005), ao final da vida projetada para os equipamentos, poderá existir ainda uma sobrevida residual, que tende a chegar facilmente aos vinte anos, o que pode causar impactos em cálculos de tarifas e investimentos no setor energético.

2.3 VISÃO GERAL DA NORMA IEC 61850

O avanço tecnológico no desenvolvimento dos circuitos integrados possibilitou o surgimento de novos sistemas de automação em subestações. A automação na distribuição, transmissão e geração de energia elétrica avançou, passando de uma abordagem semi-automatizada para totalmente autônoma (MOHAGHEGHI *et al.*, 2011). A realidade governante é a de que cada vez mais os sistemas de geração, transmissão e distribuição do setor elétrico buscarão a minimização da intervenção humana e a maximização da automação remotamente supervisionada. Sistemas modernos, sensores avançados e controladores eletrônicos têm sido desenvolvidos, aumentando o desempenho e a confiabilidade em redes de geração, distribuição e transmissão.

Atualmente, os sistemas de computação possuem processadores cada vez mais rápidos e com alto poder de armazenamento de informações. Uma consequência deste avanço foi a evolução dos equipamentos (da utilização de equipamentos

eletromecânicos para a utilização de equipamentos digitais) em subestações de energia, que passaram a utilizar variados dispositivos eletrônicos inteligentes (IEC, 2003).

Para Dominicis (2011), Higgins *et al.* (2010) e Junior (2006) os dispositivos eletrônicos inteligentes realizam as funções de proteção, monitoramento, controle local e remoto de subestações e equipamentos. Estes dispositivos têm a capacidade de tomada de decisão local, segundo Silva (2005), e possuem sensores que enviam informações para um computador central, que, por meio de funções (algoritmos) especiais, determinam as condições de operacionalidade dos ativos mediante a aparição de alguma falha ou desvio de suas operações e informações.

Entretanto, devido à existência de pilhas isoladas de informação (dado a utilização de tecnologias proprietárias por parte dos fabricantes de IEDs), cada qual conversando com sua própria linguagem, torna-se fundamental e, um desafio, a criação de modelos que possam integrar essas informações dentro dos sistemas de automação nas concessionárias e operadoras. O controle devido destes sistemas de gerenciamento necessita, portanto, de uma comunicação eficaz entre os IEDs e, para isto, foi necessário se criar uma padronização dos protocolos de comunicação.

Esta padronização foi originada com uma hibridização de três metodologias operacionais: a modelagem de informações (utilizada na definição das sintaxes e semânticas das informações abstratas), o fluxo e relacionamento de dados (utilizados como interfaces de comunicação entre componentes distribuídos e condições de eficiência) e com a decomposição de funcionalidades (que são utilizadas para auxiliar na compreensão do relacionamento lógico de funções) (IEC, 2003). Ainda, segundo a Comissão Eletrotécnica Internacional - IEC, a padronização destes protocolos objetiva incorporar as funções de automação às necessidades operacionais de uma subestação, obtendo como garantia algumas normatizações:

1. Comunicação baseada nos padrões (IEEE, ISO, IEC e OSI).
2. Protocolos abertos, ou seja, que aceitem a adição de novos dispositivos para novas funcionalidades.
3. Metodologias objeto de informações das necessidades do setor elétrico.
4. Semântica e sintaxe de programação compatíveis às necessidades comuns do setor elétrico.

5. Consideração quanto ao fato das subestações funcionarem como nós em uma rede de energia, *Substation Automation System - SAS* devem ser componentes do sistema de controle de energia.

Para Dominicis *et al.* (2011) e Paulino *et al.* (2007) quando um SAS é constituído apenas por um fabricante, a comunicação entre os dispositivos e equipamentos de controle e proteção são naturalmente mais coordenados. Entretanto, um SAS com apenas equipamentos de um fabricante é muito raro e, portanto, se vê na prática, os SAS projetados e desenvolvidos com equipamentos de diferentes fornecedores. A Figura 2.6 ilustra uma arquitetura simplificada de um modelo de SAS para a Norma IEC 61850.

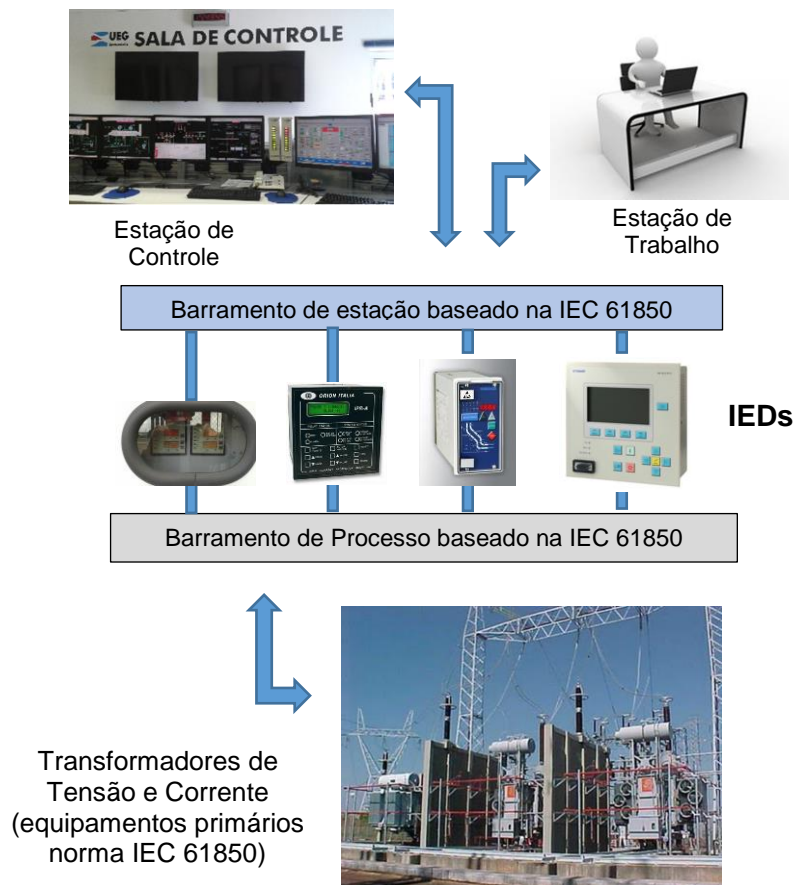


FIGURA 2.6 – ARQUITETURA SIMPLIFICADA DE UM SAS PARA A NORMA IEC 61850

Fonte: o autor

O Quadro 2.1 ilustra como está particionada a norma IEC 61850, sendo ela dividida em 10 documentos. A sétima parte, por sua vez, foi subdividida em 4 novas partes. Cada uma das partes contém um documento que define as características e

funcionalidades que uma possível implementação deve possuir para estar em harmonia com a norma.

QUADRO 2.1 – PARTES DA NORMA IEC 61850

| Parte | Descrição |
|--------------|--|
| 1 | Introdução e Visão Geral |
| 2 | Glossário |
| 3 | Requisitos Gerais |
| 4 | Gerenciamento de Sistemas e Projetos |
| 5 | Requisitos de Comunicação para as Funções e Modelos de Dispositivos |
| 6 | Linguagem de Descrição e Configuração para Comunicação em Subestações Elétricas Relacionadas com IEDs |
| 7 | Estrutura Básica de Comunicação para Subestações e Equipamentos de Alimentadores: 7.1 Princípio e Modelos 7.2 Resumos da Interface de Comunicação e Serviço 7.3 Classes de Dados Comum 7.4 Classes de Nós Lógicos e Classes de Dados |
| 8 | Mapa de Serviços de Comunicação Específicos (Subestações) |
| 9 | Mapa de Serviços de Comunicação Específicos (Valores Amostrados) |
| 10 | Testes de Conformidade |

A primeira parte trata da visão geral da metodologia e relata uma introdução à normatização. A segunda parte ilustra uma visão geral da norma IEC 61850, acompanhada pela coleção de termos envolvidos. A terceira parte discute os requisitos gerais. Desta forma, as três primeiras partes representam informações e compreensão das normas. A quarta parte ilustra como são classificados os parâmetros, ferramentas de engenharia e documentação, impactando na condução do planejamento do sistema e dos projetos.

As partes cinco, seis e sete tratam dos requisitos de comunicação (para dispositivos e funções), linguagem e descrição para comunicação em subestações e sobre a estrutura básica de comunicação para subestações (princípios e modelos, classes de dados comuns, nós lógicos e aplicações), respectivamente. As partes oito

e nove destacam os mapas de serviço e valores amostrados em uma rede e a parte dez relata os testes de conformidade ou impactos na verificação da normatização IEC 61850.

Conforme Petenel e Panazio (2012) e Junior (2006), as redes que operam com a norma IEC 61850, trabalham prioritariamente em sua estrutura com dois tipos de pacotes de comunicação, um chamado de GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) e o outro denominado MMS (*Multimedia Messaging System*).

A Figura 2.7 ilustra a arquitetura de uma rede de comunicação usual com normatização IEC 61850.

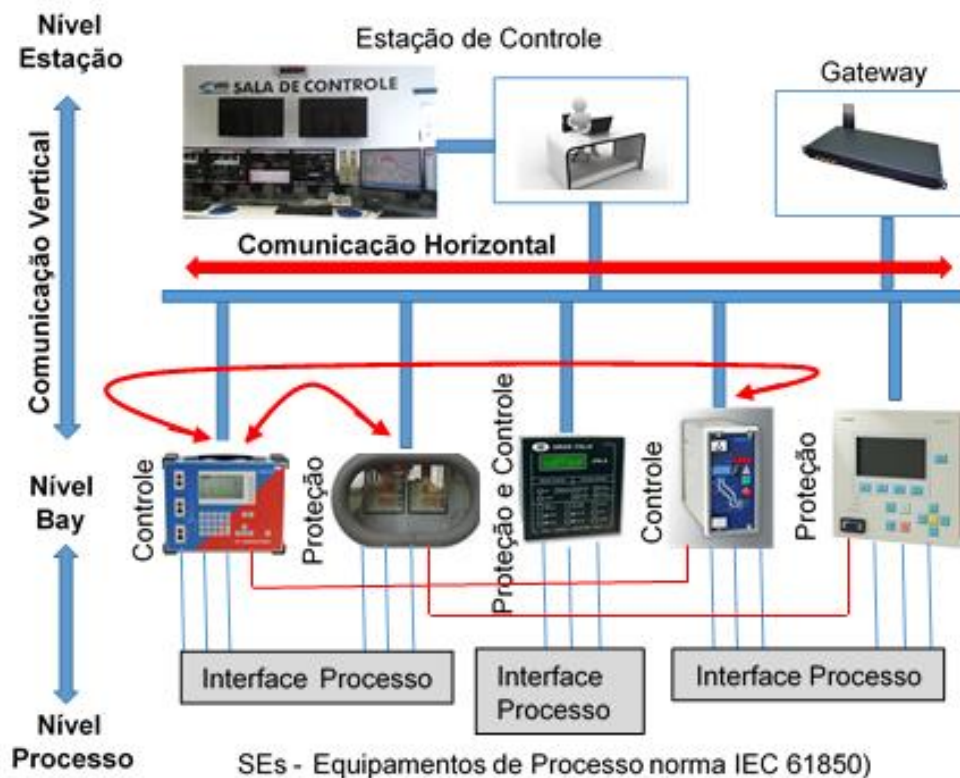


FIGURA 2.7 – ARQUITETURA DE UMA REDE DE COMUNICAÇÃO IEC 61850

Fonte: O autor

O primeiro pacote (GOOSE) realiza comunicação (horizontal) entre dispositivos que estão em um mesmo nível (exemplo: dois IEDs) e são pertencentes a um mesmo grupo de rede com a utilização de um UDP (*User Datagram Protocol*). O segundo (MMS) realiza comunicação (vertical) entre dispositivos em níveis distintos (exemplo: sistema supervisor e um IED), requisitando informações com pacotes TCP (*Transmission Control Protocol*).

2.3.1 *Generic Object Oriented Substation Event - GOOSE*

A comunicação horizontal entre IEDs é um dos processos de configuração da automação de subestações e está prevista na normatização IEC 61850. Nesta comunicação, os IEDs trocam informações entre si e garantem as funcionalidades de cada um, através de mensagens denominadas GOOSE. As mensagens são trocadas através do tráfego de informações do tipo *multicast*. Ou seja, diferentes camadas no sistema, e atingem todos os componentes conectados à rede de forma mais ágil. Somente os IEDs interessados na informação, através de sua inteligência seletiva de dados, absorvem as mensagens, o que torna a comunicação horizontal através de mensagens GOOSE altamente eficiente (PEREIRA e SANTOS, 2007).

Para Lopes (2013), as mensagens do tipo GOOSE são de alta prioridade e seus disparos têm estatística não-determinística, ou seja, não possuem ordem e nem momento para acontecer. São mensagens de funções de proteção e automação nas quais o tempo de decisão é determinante. Estas mensagens devem garantir velocidade e possuem mecanismo de retransmissão, objetivando aumentar a confiabilidade na transmissão.

Machado (2015), afirma que tem crescido o número de pesquisas aplicadas à proteção de sistemas de potência, uma vez que estes possuem atuação em tempo crítico e latência presente nas transferências de mensagens GOOSE. Entende-se por latência a soma dos atrasos constantes, tais como, o atraso de propagação e atraso de nó, e atrasos aleatórios, que são atrasos de tráfego.

2.3.2 *Multimedia Messaging System - MMS*

As mensagens MMS objetivam a transferência de dados em tempo real, atendendo à aquisição de dados de um sistema de supervisão e controle (ou *Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*). Neste sistema existe a UTR (*Remote Terminal Unit*) que coleta as informações de uma rede elétrica e as transmite para uma estação de controle. Este modelo de comunicação não possui requisitos rigorosos com relação a atrasos e é conhecido na literatura como um exemplo de comunicação vertical.

As mensagens enviadas dos IEDs para as estações de controle contendo elementos para o planejamento e administração, por exemplo, alarmes não críticos,

parâmetros da geração de energia elétrica, troca de elementos *backup* e contingência, também são conhecidas como MMS (LOPES, 2013).

2.3.3 Utilização da Linguagem SCL

A sexta parte da norma descreve a linguagem de descrição e Comunicação de uma Subestação-SCL (*Substation Configuration Description Language*). Esta linguagem permite a utilização dos IEDs e também de outros sistemas de comunicação. Seu objetivo é manter a interoperabilidade de IEDs, garantindo a troca de informações independentemente de seus fabricantes.

A Figura 2.8 ilustra quatro fabricantes com seus IEDs e seus protocolos proprietários. Para que esses dispositivos se comuniquem mantendo a interoperabilidade, a norma IEC 61850 prevê um modelo de configuração dos IEDs fundamentado em notação orientada a objetos e definida através de arquivos XML.

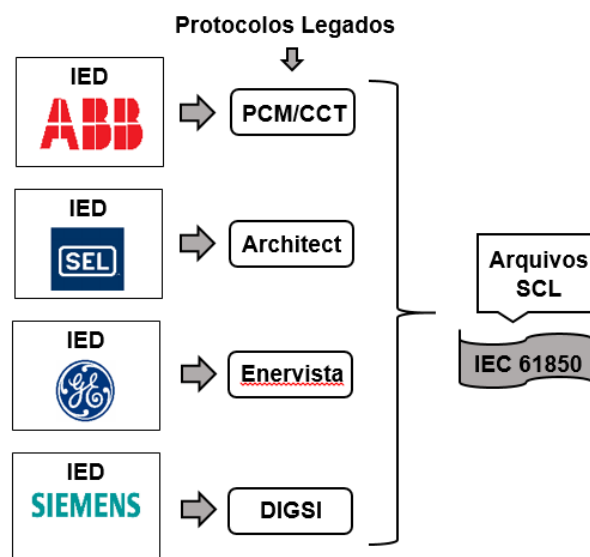


FIGURA 2.8 – INTEROPERABILIDADE COM ARQUIVOS SCL NA NORMA IEC 61850

Fonte: O autor

Os arquivos XML podem ser permutados pelos IEDs, mantendo suas funcionalidades e promovendo a integração entre os equipamentos de fabricantes distintos. A Figura 2.9 ilustra uma arquitetura de composição dos arquivos da linguagem SCL.

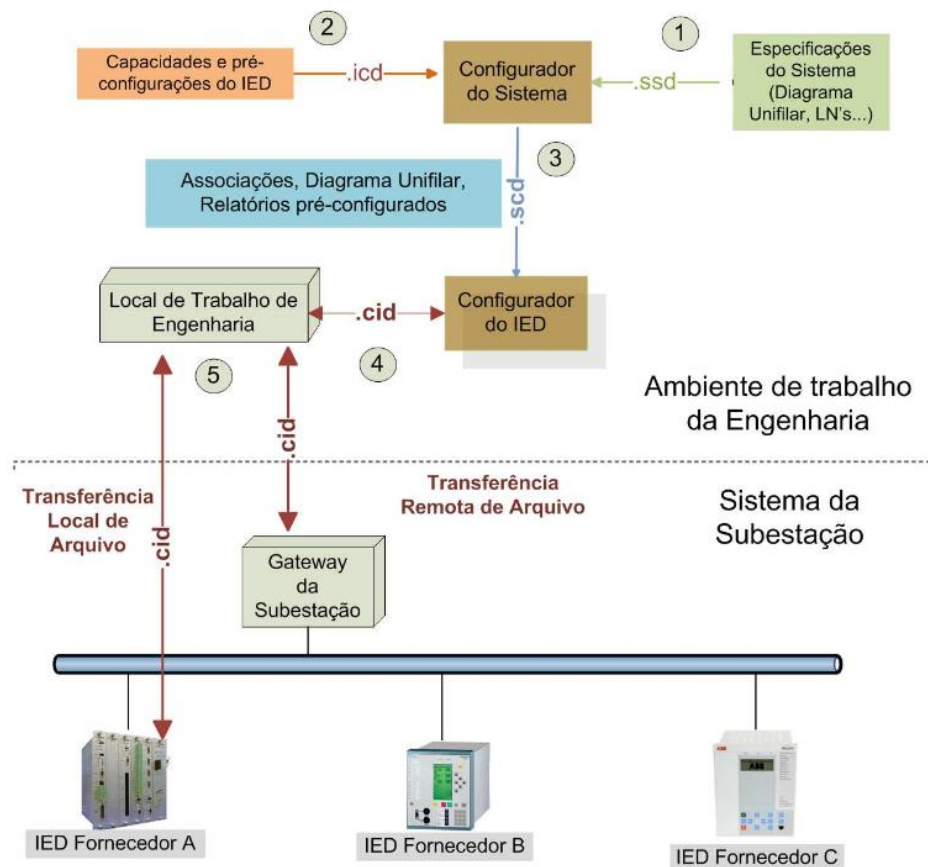


FIGURA 2.9 – ARQUITETURA DE COMPOSIÇÃO DOS ARQUIVOS DA LINGUAGEM SCL

Fonte: IEC 61850-6, 2009

Nela estão descritos os processos de composição dos arquivos SSD-System *Specification Description* (possui a descrição dos dados de todo o sistema utilizando um diagrama unifilar com as funções alocadas), ICD-IED *Capability Description* (descreve as capacidades e pré-configurações dos IEDs), SCD-Substation *Configuration Description* (descreve a configuração completa da subestação incluindo informações sobre o fluxo de dados da rede de comunicação) e CID-Configured IED *Description* (descreve as funções parametrizadas ou habilitadas pelo usuário do IED).

Para Paulino (2007), os arquivos SSD descrevem o diagrama e as funcionalidades da automação de uma subestação associados aos nós lógicos – *Logical Nodes* (agrupamentos de dados e aplicações relacionados dentro de uma função lógica do sistema de automação). As informações são trocadas entre os IEDs que compõe o sistema e os dados permutados entre funções e sub-funções residentes nos dispositivos. A menor parte da função de troca de informações é denominada nó lógico.

Segundo Machado (2015), a linguagem SCL é norteadada pelo modelo CIM-XML (*Common Information Model – Extended Markup Language*) a qual é baseada no gerenciamento de sistemas computacionais distribuídos. A SCL objetiva unificar a terminologia empregada e, desta forma, padronizar os dados facilitando a troca de informações. Descreve o esquema unifilar, as instâncias de nós lógicos, a rede de comunicação e a sua organização com os equipamentos primários. Esta padronização garante a integração dos sistemas pela documentação dos processos de engenharia, definição das ferramentas de desenvolvimento comuns, e a garantia da interoperabilidade.

2.3.4 Topologia

A topologia de rede utilizada em subestações deve levar em conta as funcionalidades requeridas pela operadora. Algumas das mais importantes topologias usadas são a de anel simples, anel duplo ou uma composição destes, barramento simples e barramento duplo. As funcionalidades a serem observadas devem levar em consideração o custo de todos os componentes, o grau de importância da instalação ao sistema e, principalmente, à taxa de falhas admissível pelo sistema (PAULINO, 2007).

A Figura 2.10 ilustra um conjunto de topologias utilizadas em subestações.

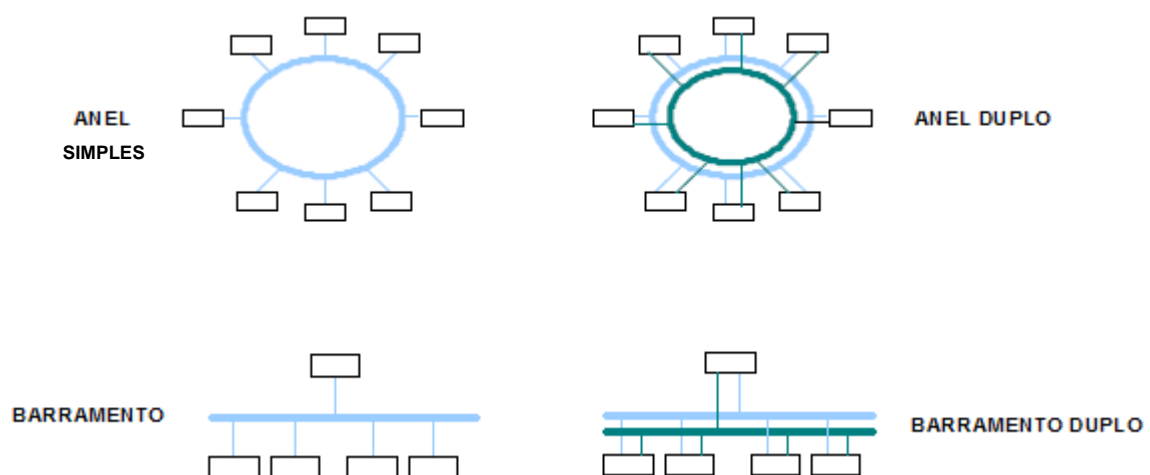


FIGURA 2.10 – TOPOLOGIAS DE REDE UTILIZADAS EM SUBESTAÇÕES

Fonte: Paulino *et al.*, 2007 - modificado

Sidhu *et al.* (2008) estudaram um conjunto de topologias (sendo algumas híbridas) empregadas em subestações (barramento, anel, estrela, cascata-estrela, anel-estrela) e concluíram que a topologia deve ser selecionada de acordo com o tamanho, requisitos críticos de tempo e funções de operabilidade das subestações. A definição da topologia (forma como as estações de trabalho estão interligadas umas com as outras) é uma escolha que pode determinar o desempenho de uma subestação de energia.

2.4 GERENCIAMENTO DE ATIVOS

O mercado energético está cada vez mais competitivo, e as concessionárias objetivam promover seu crescimento combinando o aumento na geração, aliados à confiabilidade de transmissão e reduzidos investimentos no setor, a racionalização dos custos de operação e a rentabilização dos ativos presentes nestas operadoras.

A Figura 2.11 ilustra um modelo de gerenciamento de ativos, proposto por Silva (2005) na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP.

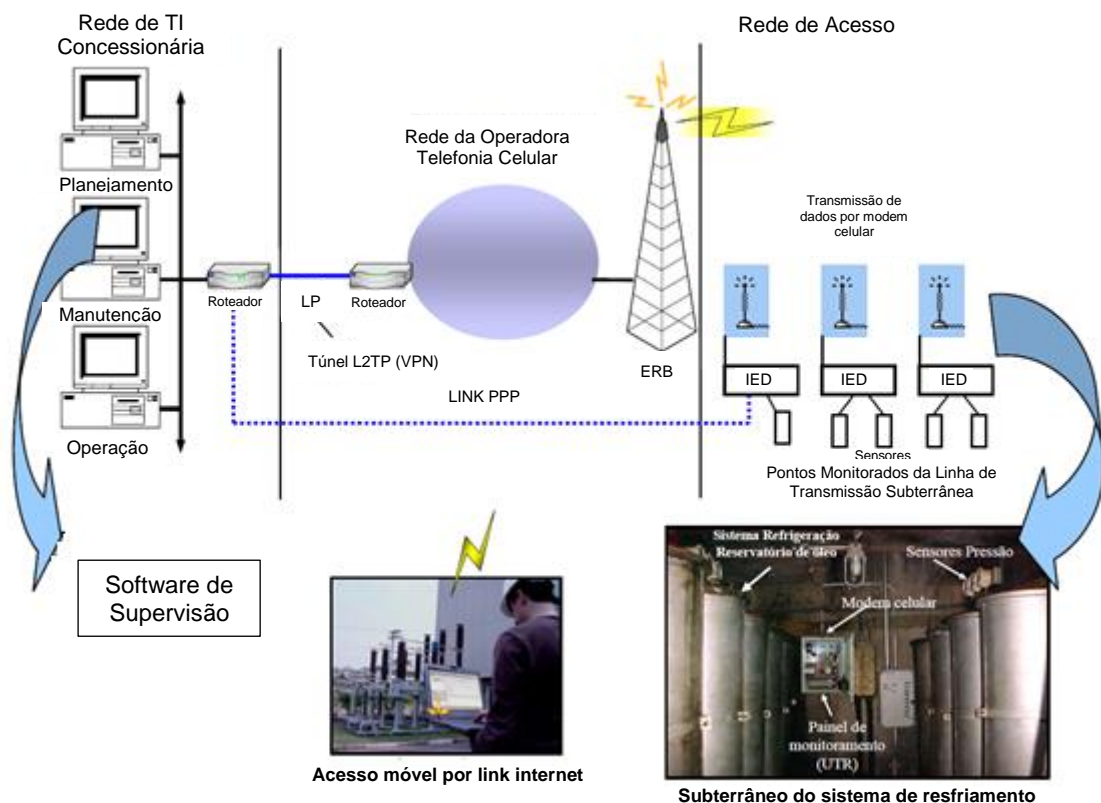


FIGURA 2.11 – SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ATIVOS NA CTEEP

Fonte: Silva, 2005 - modificado

Este modelo contém funções de controle e segurança estrutural em uma linha de transmissão subterrânea como, por exemplo, sensores de alagamento no sistema subterrâneo, sensores de pressão, painel de monitoramento, sensores de bomba de água, e também funções de supervisão do funcionamento da linha, tais como sensores de tensão e corrente, pressão do óleo e temperatura dos cabos.

Segundo Silva (2005), o gerenciamento de ativos significa a garantia de maior disponibilidade de equipamentos, com redução na variabilidade no processo de gestão, redução nos custos de manutenção e por consequência um aumento no tempo de controle, maior qualidade no processo de produção e redução nas perdas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Desta forma foi inevitável para as empresas implementarem soluções no gerenciamento de seus ativos. Entretanto, muitas operadoras do setor energético têm observado um acentuado envelhecimento de seus parques de equipamentos devido à necessidade de operação dos sistemas em condições críticas que, por ocasião, acelera o seu envelhecimento adicional e provoca um encurtamento de sua vida útil.

As operadoras deste mercado vêm sofrendo com o elevado número de falhas em seus ativos, tal como a população de transformadores e, portanto, são fundamentais as pesquisas de gestão da vida útil de equipamentos e técnicas de diagnóstico que permitam quantificar o estado de degradação destes equipamentos.

2.4.1 Degradação de Equipamentos

Variadas empresas do setor elétrico têm utilizado métodos de monitoramento e controle de equipamentos, os ECM (*Equipment Condition Monitoring*). Os parâmetros monitorados são automaticamente localizados e determinam as condições anormais de funcionalidade. O alvo de sua implementação é a redução no número de interrupções em equipamentos, o que pode gerar um aumento de sua disponibilidade e, por consequência, uma extensão significativa de sua vida útil (MC DONALD, 2003).

Em geral, os intervalos entre as paradas para manutenção são determinados pelos fabricantes dos dispositivos e, muitas vezes, não representam o verdadeiro momento de manutenção. Quando assim for, estas paradas pecam pelo excesso, e

portanto, é sabido que muitas delas não seriam necessárias se houvesse um devido monitoramento em tempo real destes dispositivos, evitando assim serviços e gastos desnecessários com os operadores do sistema (SILVA, 2005).

A redução do tempo gasto com a manutenção destes equipamentos, que ficam fora de operação, bem como, a minimização do número de falhas, resultam no aumento da disponibilidade e confiabilidade do sistema. Com o emprego de IEDs torna-se mais confiável determinar as perdas de vida útil e taxas de falha instantâneas e acumuladas durante o ciclo de vida em transformadores (ANEEL, 2002).

A Figura 2.12 ilustra a interface de um programa de gerenciamento e monitoramento do status da refrigeração de um transformador.

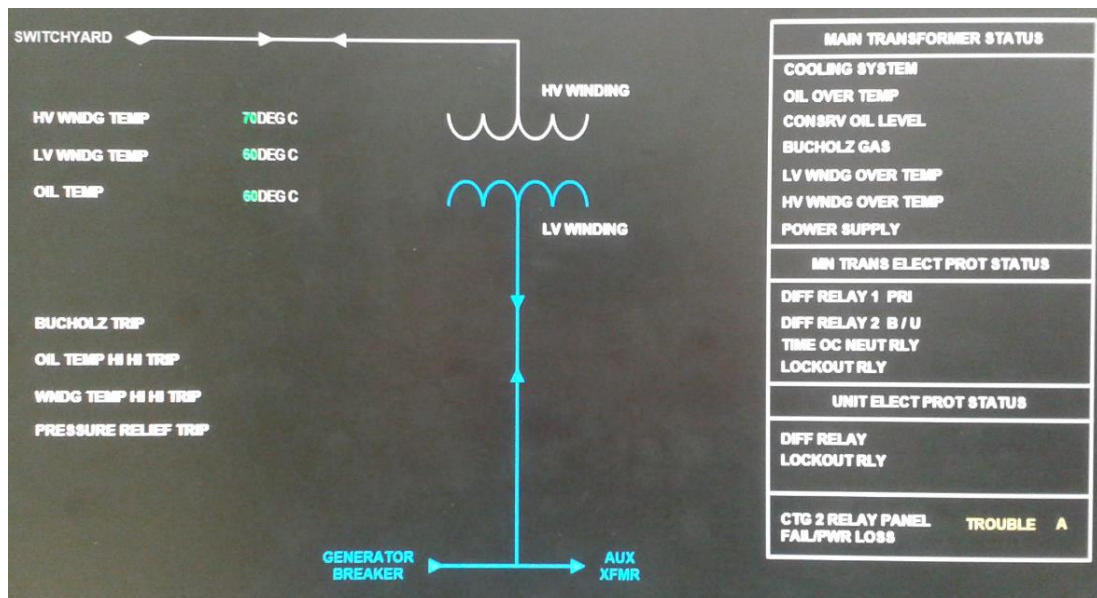


FIGURA 2.12 – INTERFACE DE MONITORAMENTO DE DESEMPENHO DA REFRIGERAÇÃO DE UM TRANSFORMADOR NA USINA TERMELÉTRICA DE ARAUCÁRIA

Fonte: O autor

No estudo da vida útil de transformadores, diversas informações são relevantes, como por exemplo, a análise de pontos sobreaquecidos e o cálculo de sobrecargas de correntes, que podem ser previstas através de comparações entre as variações de temperatura (calculadas e medidas), determinando, portanto, se os problemas advêm ou não da adequada refrigeração dos transformadores.

2.5 TRANSFORMADORES

Segundo Nynäs (2004), Silva (2005), Assunção (2007), Segatto (2008) e Paulino (2008), os transformadores de potência são equipamentos de elevado custo, requerem manutenção especial e são essenciais dentro dos sistemas elétricos de potência. Fazem parte do corpo de ativos estáticos dentro das concessionárias e têm como funcionalidade principal a transferência de energia elétrica de um circuito para outro, com a mesma frequência e variando normalmente os valores de corrente e tensão. Objetivam minimizar as perdas de transmissão quando a corrente deve ser reduzida na transmissão de uma determinada potência elétrica.

A Figura 2.13 ilustra os componentes principais de um transformador de potência.



FIGURA 2.13 – COMPONENTES DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

Fonte: Lorencini Brasil, Catálogo T.P.R.D., 1999

O núcleo (1) é formado por lâminas (ferro-silício) para reduzir o efeito *Foucault*, já que a indução de campo magnético alternado tende a originar correntes elétricas parasitas, que ficam em circulação causando perdas e sobreaquecimento. Os enrolamentos (2) são bobinas cilíndricas, constituídas por condutores de cobre

eletrolítico isolados (papel ou envernizados) por onde a corrente circula. O número de espiras dos enrolamentos determina os níveis de tensão de operação.

O tanque principal (3) é geralmente composto por um conjunto formado por bobinas e núcleo, e preenchido com fluido isolante. Líquido destinado ao isolamento dos enrolamentos para minimizar o aumento de temperatura interna do tanque. O tanque de expansão de óleo (4) é formado por uma bolsa de borracha que auxilia no isolamento do transformador e contribui na expansão do volume do óleo, dado as elevadas variações de temperatura que ocorrem no dispositivo.

As buchas (5) são componentes de porcelana ou material polimérico, e têm a finalidade de isolamento dos terminais das bobinas do tanque do transformador de potência. São formadas por um terminal exposto ao meio externo e um terminal interno ao equipamento, sendo geralmente do tipo capacitivo (nível de tensão). O comutador sob carga (6) é um dispositivo eletromecânico que contribui para a variação nos níveis de tensão sem o desligamento do transformador com a mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação.

O acionamento do comutador (7) é formado por mecanismos eletromecânicos, que realizam mudanças de posicionamento do comutador, conforme as tensões desejadas. Os radiadores (8) também conhecidos como trocadores de calor são instalados na parte exterior do tanque e são responsáveis pela circulação e resfriamento do fluido isolante, através de aletas que têm contato com o ar ambiente. A circulação pode acontecer através de bombas, (forçada) ou não.

O painel de controle (9) é o componente onde são instalados os IEDs que realizam o controle e monitoramento dos dispositivos do transformador. O secador de ar (10) é o dispositivo responsável pela retirada da umidade de ar do interior do transformador de potência. Seu funcionamento está baseado no emprego de sílica-gel. E, por fim, os termômetros (11) são sensores responsáveis pela avaliação da temperatura do óleo e enrolamentos do transformador.

Harlow (2004), orienta que os transformadores de potência em geral variam de poucos a centenas de *Megavolt ampères* (MVAs), tendo elevado custo de implementação e se aproximando da casa de alguns milhões de dólares. Estão classificados segundo a sua capacidade de potência em quilovolt-ampère (kVA), sendo sua potência de saída estimada pelo resultado da diferença entre a potência de entrada estimada e as perdas do equipamento.

São comumente classificados em (HARLOW, 2004):

1. Transformadores de potência pequenos: de 0,5 a 7,49 MVA;
2. Transformadores de potência médios: de 7,5 a 99,9 MVA;
3. Transformadores de potência grandes: igual ou superior a 100 MVA.

A Tabela 2.1 ilustra a classificação dos transformadores de potência segundo a sua potência nominal em kVA. Os transformadores com potência nominal inferior ou igual a 500 kVA são classificados na categoria I, superior a 500 e igual ou inferior a 10.000 kVA classificados na segunda categoria, e superior a 10.000 kVA classificados na categoria III.

TABELA 2.1 – CLASSIFICAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

| CATEGORIA | POTÊNCIA NOMINAL EM KVA |
|-----------|-------------------------|
| I | $P \leq 500$ |
| II | $500 < P \leq 10.000$ |
| III | $P > 10.000$ |

Fonte: ABNT NBR5356

Segundo Bechara (2010), os transformadores de potência mais encontrados em sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica são:

1. Elevadores: que objetivam elevar o nível de tensão dos geradores. Possuem níveis de tensão primária de até 20 kV e secundária de até 550 kV.
2. Transmissão: utilizados em subestações para interligar linhas, tendo uma estrutura mais complexa e dotados de comutadores sob carga, pelos quais a mudança de *tap* é realizada sem a necessidade de desligamento do sistema. Possuem níveis de tensão primária de até 765 kV, secundária de até 550 kV e terciário de 13,8 ou 69 kV.
3. Subtransmissão: empregados para abaixar a tensão recebida das linhas de transmissão e alimentação do sistema de distribuição. Possuem níveis de tensão primária de até 138 kV, secundária de até 34,5 kV e terciário de 13,8 ou 69 kV.

4. Distribuição: geralmente de pequeno porte e responsáveis pelo rebaixamento dos níveis de tensão para a alimentação dos usuários finais. Possuem níveis de tensão primária de até 34,5 kV e secundária de até 440 V.

2.5.1 Vida Útil de Transformadores

Segundo Silva (2005), a acelerada evolução tecnológica associada a um ambiente altamente competitivo levou as administradoras de sistemas de energia a buscarem novas formas de otimização da gestão de seus ativos. Por exemplo, os equipamentos de potência, como os transformadores. Por sua vez, uma boa gestão de equipamentos de potência passa pela maximização do aproveitamento da reserva da vida útil destes ativos. Este cenário levou ao acompanhamento mais profissional do estado dos equipamentos críticos e estratégicos das concessionárias, através do uso racional de sistemas de monitoramento em tempo real.

Em meados dos anos 70, algumas operadoras objetivando encontrar taxas de falhas e índices de desempenho em grandes transformadores, passaram a criar um banco de dados relatando as principais ocorrências em transformadores de potência. Entretanto, foi na década de 80 com a publicação internacional do *Conseil International Des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ), que as investigações sobre a confiabilidade de transformadores tiveram um crescimento significativo (PENA, 2003 e LOPES, 2010).

Segundo Dietrich (1983), a publicação do CIGRÉ destacou-se por realizar a comparação em concessionárias de 14 países (Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Checa, Eslováquia, França, Finlândia, Itália, Japão, Suíça, Reino Unido, Estados Unidos e Rússia) e tornou-se referência em nível mundial. Este trabalho contou com uma análise de mais de 1000 falhas entre os anos de 1968 e 1978 em uma população de mais de 47.000 unidades/ano estudando transformadores com idade inferior a 20 anos.

A Figura 2.14 ilustra um estudo da taxa de interrupções em 11.983 transformadores de potência em um período de 30 anos (1984 à 2014), na concessionária de energia elétrica CELG Distribuição no estado de Goiás/Brasil (MARQUES *et al.*, 2015).

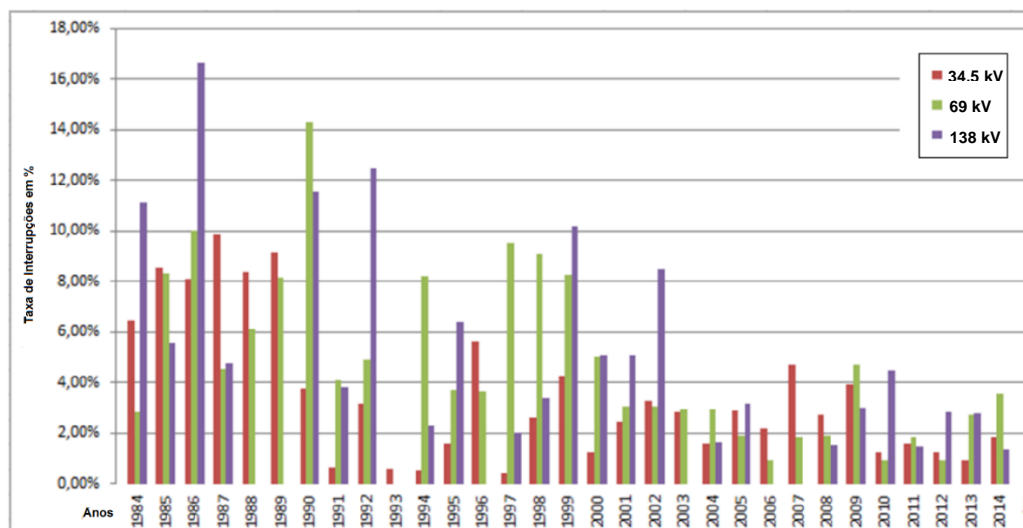


FIGURA 2.14 – TAXA DE INTERRUPÇÕES EM TRANSFORMADORES

Fonte: Marques *et al.*, 2015 (modificado)

O estudo revelou que o maior número de interrupções acontece nos transformadores de 34,5 kV, sendo sua população de transformadores em número de 7.503, contra 2.816 transformadores de 69 kV e 1.664 transformadores de 138 kV. Os fabricantes estimam uma vida útil de 30 anos para os transformadores. Entretanto, a pesquisa ilustrou que há equipamentos com idade superior ao recomendado. A maior taxa de interrupção em transformadores de 34,5 kV aconteceu em 1987 com aproximadamente 10% de interrupções; para os transformadores de 69 kV, a maior taxa aconteceu em 1990, com aproximadamente 14% e, para os transformadores de 138 kV, a maior taxa foi no ano de 1986, com aproximadamente 17% de interrupções.

No Brasil, a Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações (CDE) e o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) divulgaram um importante relatório apresentando uma análise de índices de desempenho de transformadores das principais operadoras do sistema energético brasileiro (GCOI e CDE, 1996).

Contudo, não há unanimidade quanto a modelos que sejam precisos no cálculo da vida útil restante de transformadores, já que sua sobrevida está apoiada em um conjunto muito vasto de variáveis. Para Martins (2009), as concessionárias enfrentam um previsível aumento na taxa de falhas em muitos de seus ativos e uma população de transformadores de potência se aproxima de seu final de vida útil.

Desta forma, torna-se fundamental o estudo e investigação na gestão de sua vida útil. Em geral, as taxas são elevadas nos primeiros anos de serviço e no final do seu tempo de vida e, portanto, modelos baseados na análise de risco podem apoiar

uma substituição estratégica de transformadores, contribuindo para um aumento da confiabilidade global dos sistemas de energia.

2.5.2 Grandezas que Impactam na Vida Útil de Transformadores

Para Mamede (1993), Virayavanich (1996), Milan (1998), Richardson (1998), Chu (1999), Brites (2002), GT A2.23 (2005), Silva (2005), Assunção (2007), Badune (2013) e GT A2.05 (2013), como os transformadores são os dispositivos mais importantes e caros dentro de um sistema elétrico de potência, suas falhas inesperadas podem causar interrupções no fornecimento de energia elétrica e gerar uma consequente perda de confiabilidade junto a ANEEL e implicar no aumento de custos para as concessionárias e consumidores finais.

Diante deste cenário, o adequado funcionamento dos transformadores de potência é essencial para a operação dos sistemas elétricos e, portanto, muito têm-se pesquisado sobre as grandezas que impactam na sobrevida de transformadores de potência e na importância dessas grandezas para a modelagem de metodologias de predição da vida útil de transformadores.

A Figura 2.15 ilustra os componentes com maior frequência de interrupção no estudo com 11.983 transformadores de potência na concessionária CELG Distribuição entre os anos 1984 e 2014.

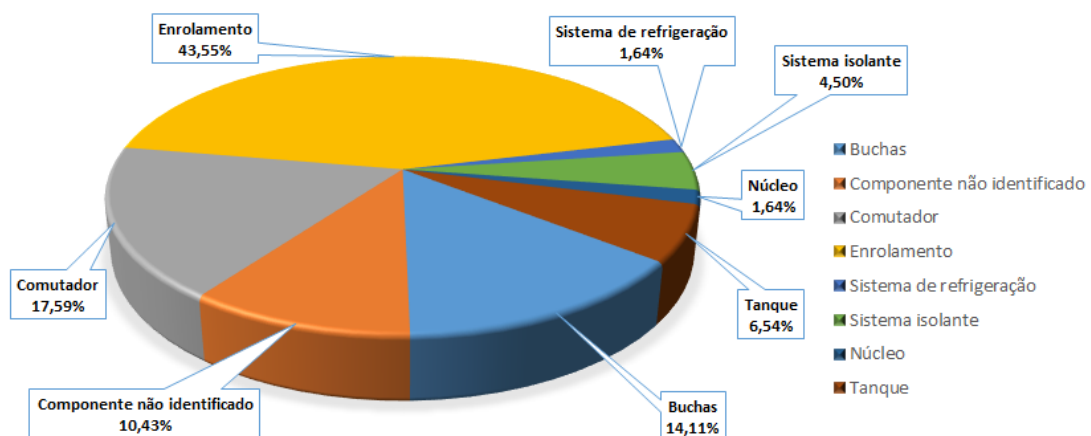


FIGURA 2.15 – INTERRUPÇÕES EM COMPONENTES DE TRANSFORMADORES

Fonte: Marques *et al.*, 2015 (modificado)

Os enrolamentos com 43,55%, os comutadores com 17,59% e as buchas com 14,11% são os dispositivos com maior incidência de interrupções em transformadores

de potência e merecem atenção especial em um sistema de gestão de ativos de potência. Os Quadros 2.2 e 2.3 ilustram um conjunto de resumos dos subsistemas e suas funções de monitoramento, e dos subsistemas e as principais grandezas em transformadores de potência que devem ser monitoradas, respectivamente.

QUADRO 2.2 – SUBSISTEMAS E FUNÇÕES DE MONITORAMENTO

| Subsistemas | Funções de Monitoramento |
|--------------------------------|---|
| Buchas | - Estado da Isolação das Buchas |
| Parte Ativa | - Envelhecimento da Isolação - Umidade na Isolação Sólida - Gás no Óleo - Previsão de Temperaturas - Previsibilidade Dinâmica de Carregamento - Simulações de Carregamento |
| Comutador sob Carga | - Supervisão Térmica - Desgaste do Contato - Assinatura do Mecanismo - Umidade e Temperatura no Óleo - Previsão de Manutenção do Comutador |
| Tanque de Óleo | - Umidade no Óleo |
| Sistema de Preservação do Óleo | - Integridade do Sistema de Preservação de Óleo |
| Sistema de Resfriamento | - Eficiência do Sistema de Resfriamento - Previsão de Manutenção do Sistema de Resfriamento |

QUADRO 2.3 – SUBSISTEMAS E GRANDEZAS MONITORADAS

| Subsistemas | Grandezas Monitoradas |
|-------------------------|---|
| Buchas | - Capacitância ou Desvio Relativo de Capacitância - Tangente Delta |
| Parte Ativa | - Temperatura do Óleo - Temperatura dos Enrolamentos - Corrente nos Enrolamentos - Gás no Óleo |
| Tanque de Óleo | - Teor de Água no Óleo (ppm) - Saturação Relativa de Água no Óleo (%) - Saturação Relativa à Temp. Ambiente e de Referência - Ruptura da Bolsa do Tanque de Expansão |
| Comutador sob Carga | - Temperatura do Comutador - Corrente de Carga - Tensão de Linha - Posição de <i>Tap</i> - Monitoramento dos gases - Toque do Acionamento - Teor de Água no Óleo (ppm) - Saturação Relativa de Água no Óleo (%) - Saturação Relativa à Temp. Ambiente e de Referência |
| Sistema de Resfriamento | - Corrente de Ventiladores ou Bombas - Vibração de Bombas |
| Outros | - Temperatura Ambiente |

A Tabela 2.2 ilustra um resumo dos componentes monitorados e os principais aspectos que causam as maiores taxas de falhas em transformadores de potência.

TABELA 2.2 – ASPECTOS QUE CAUSAM TAXAS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

| Componentes Monitorados | Causas de Falhas | Falhas Detectadas | Acompanhamento |
|-------------------------|--|--|---|
| Enrolamentos | <ul style="list-style-type: none"> - Aumento de temperatura acima dos limites - Forças radiais e axiais - Descargas parciais - Curto circuito entre espirais, bobinas e enrolamentos | <ul style="list-style-type: none"> - Deslocamento do próprio enrolamento ou de suas espiras - Afrouxamento do enrolamento | <ul style="list-style-type: none"> - Inspeções visuais internas - Medida das variações dos parâmetros - Método da propagação da onda - Análise em frequência - Medida da reatância - Medida das vibrações |
| Buchas | <ul style="list-style-type: none"> - Aumento de temperatura acima dos limites - Contaminação por umidade - Descargas parciais | <ul style="list-style-type: none"> - Envelhecimento do material das gaxetas - Formação de bolhas - Aquecimento em flanges metálicas | <ul style="list-style-type: none"> - Supervisão do nível de óleo - Inspeções visuais externas - Medições da tangente delta e capacitância - Análises do gás produzido |
| Chaves Comutadoras | <ul style="list-style-type: none"> - Falhas no dielétrico - Falta de alinhamento dos contatos - Mudança excessiva do <i>tap</i> | <ul style="list-style-type: none"> - Erosão dos contatos - Desgaste entre os contatos fixos e móveis | <ul style="list-style-type: none"> - Medição da corrente ou torque do motor do mecanismo - Temperatura dos fluídos - Supervisão vibro-acústica |

É possível verificar nos Quadros 2.2, 2.3 e Tabela 2.2, que as buchas e comutadores sob carga são dispositivos com grande influência dentro da investigação do ciclo de vida útil de transformadores de potência.

A Tabela 2.2 cita, por exemplo, algumas causas de falhas em comutadores sob carga: falhas no dielétrico, falta de alinhamento em contatos e mudança excessiva do *tap*. Descreve também as falhas detectadas em inspeções monitoradas: erosão dos contatos, desgaste entre os contatos fixos e móveis. E relata as medidas de acompanhamento do dispositivo: medição da corrente ou torque do motor do mecanismo, temperatura dos fluidos e supervisão vibro-acústica do equipamento.

2.5.3 Avaliação da Degradação do Sistema de Isolamento em Transformadores

Os transformadores de potência são equipamentos que devem suportar elevados campos elétricos em parte de sua estrutura e, portanto, devem possuir uma resistividade muito elevada, assegurando a oposição à passagem de corrente elétrica de condução.

O principal componente responsável por tal condição é conhecido como dielétrico e é constituído basicamente por material isolante. O dielétrico tem como principal objetivo modificar o valor dos campos elétricos existentes e desenvolver o isolamento entre os meios condutores do equipamento.

Os sistemas de isolamento têm em sua composição distintos tipos de materiais isolantes, que em sua vida útil serão submetidos a inúmeras variações térmicas e dielétricas. Por sua vez, estas oscilações poderão resultar em modificações significativas na composição de seus elementos formadores, o que possibilitarão uma falha no sistema de isolamentos e por consequência no equipamento.

Em transformadores de potência é muito comum os sistemas de isolamento serem constituídos por papel-óleo, Entretanto, outros materiais são utilizados com grande frequência. Esses materiais podem ser classificados da seguinte maneira:

1. Líquidos: óleos vegetais, óleos sintéticos e óleos minerais.
2. Sólidos: papel Kraft, porcelana, vidro, resinas, polietileno PE e PVC.
3. Gases: hexafluoreto de enxofre SF₆, ar, anidro carbônico, hidrogênio e gases raros.
4. Híbridos ou compostos: sistemas óleo-papel e PE-óleo.
5. Vácuo.

As principais propriedades dos isolamentos dielétricos são: permissividade ou constante dielétrica (capacidade de polarização do material, cancelando parcialmente o campo elétrico), polarização (eletrônica, iônica, dipolar, e estrutural), corrente de fuga (existência de elétrons livres causada por impurezas, acumulação de poeira e umidade, gerando um novo caminho para a passagem de corrente elétrica superficial), rigidez dielétrica (máximo valor de campo elétrico aplicado em um material dielétrico sem que este perca as suas propriedades de isolamento – capacidade de resistir a tensão), descargas parciais (descarga elétrica de pequena magnitude que incide em

regiões imperfeitas do meio dielétrico, podem ser internas, superficiais e externas), e resistências do isolamento (quociente entre a tensão e a corrente no dielétrico).

As equações 2.1 (permissividade ou constante dielétrica), 2.2 (capacitância), 2.3 (permissividade - relativa de um material) e 2.4 (rigidez dielétrica) a seguir ilustram algumas das principais propriedades dos meios dielétricos.

$$\varepsilon_R = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \quad \varepsilon_0 = 8,854187817 \times 10^{-12} [F/m] \quad (2.1)$$

Onde ε_0 é a constante dielétrica para o vácuo.

$$C = \varepsilon \frac{A}{d} \quad (2.2)$$

Onde A é a área do capacitor e d é a distância entre as placas para um dielétrico.

$$\varepsilon_R = \frac{C}{C_0} \quad (2.3)$$

Onde C é a capacitância entre duas placas paralelas separadas pelo material isolante e C_0 é a capacitância entre as duas placas paralelas separadas por vácuo.

$$E_C = \frac{U_C}{d_C} \quad (2.4)$$

Onde U_C é o valor de tensão (tensão de ruptura) e d_C é a distância entre dois pontos de aplicação.

Os transformadores de potência estão sujeitos a diferentes tensões (contínua e alternada) durante o seu funcionamento, o que contribui com um prejuízo nas características e propriedades dos sistemas isoladores, causando a perda de energia (por efeito Joule) e trazendo consigo o aumento da temperatura (por conta da energia dissipada) nestes ativos de potência. A Figura 2.16 a seguir ilustra um dispositivo

tradicional utilizado para o ensaio e avaliação da rigidez dielétrica de um meio isolante (óleo).



FIGURA 2.16 – DISPOSITIVO PARA ENSAIO DA RIGIDEZ DIELÉTRICA EM ÓLEO

Fonte: <https://portuguese.alibaba.com/product-detail/transformer-insulating-oil-analyzer-dielectric-strength-tester-bdv-testing-kit-60295543141.html>

O aumento de temperatura, por sua vez, pode ser considerado um dos maiores vilões das interrupções inesperadas em transformadores de potência. 43,55% das interrupções em transformadores de potência, ocorrem nos enrolamentos, principalmente pelo aumento excessivo de temperatura em seus componentes, Figura 2.15 (pág. 58), e dado ao grande número de interrupções/falhas em transformadores devido às imperfeições nos sistemas de isolamento, torna-se fundamental a pesquisa e o desenvolvimento de melhorias contínuas em supervisão e monitoramento destes dispositivos.

2.6 CONTRIBUIÇÕES DA LITERATURA

A seguir serão apresentadas informações sobre alguns dos trabalhos que investigam a importância do monitoramento, manutenção e diagnóstico da degradação e vida útil de transformadores de potência para os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica na última década.

Nas pesquisas de Liu *et al.* (2004), observa-se que o tempo de vida de um transformador é reduzido em 50%, quando a temperatura normal do equipamento é

elevada dentro do intervalo de 6 a 8 °C. Tipicamente, o tempo médio de vida está em torno de 30 a 50 anos e, em casos excepcionais, o tempo pode chegar a 90 anos.

Pradhan e Ramu (2005), relatam em sua pesquisa o desenvolvimento de um modelo de envelhecimento (avaliação de vida útil) de um transformador de potência sob o efeito de tensões (estresse térmico) normais e aceleradas. Nestes experimentos, vários parâmetros foram coletados e alguns tem forte correlação e estão sendo utilizados no desenvolvimento de uma expressão semi-empírica para estimar a perda de vida útil em transformadores de potência.

Qiming e Egan (2006), introduzem um novo método para modelar e prever a estimativa de vida útil de transformadores em serviço. Os autores utilizam a equação de Perks simplificada para modelar taxas de risco, onde um método Bayesiano é empregado para modelar as incertezas de 3 parâmetros que foram aproveitados para o modelo de estimativa do fim de vida em transformadores de potência. O método tem sido aplicado em centenas de grandes transformadores elétricos de potência.

Assunção (2007), apresenta experiências que sugerem que a expectativa de vida de transformadores pode ser superior aos 30 anos, desde que toda a cadeia de envelhecimento dos materiais empregados nestes dispositivos seja eficientemente conhecida, monitorada e controlada.

Meshkatoddini (2008), realizou um estudo experimental em amostras de óleo mineral provenientes de vários transformadores de potência em serviço nas concessionárias do governo iraniano. Seu objetivo foi reconhecer a existência de correlação entre a idade nominal do equipamento e a atual do óleo avaliado, determinando as propriedades que impactam no envelhecimento dos transformadores. As experiências foram realizadas com amostras em diferentes temperaturas e as estimativas foram obtidas com o emprego da Equação de Arrhenius (Apêndice B - pág. 159).

Hong, Meeker e McCalley (2009), estudaram os dados históricos de falhas em transformadores de potência em uma empresa de transmissão e distribuição de energia elétrica norte-americana. Os autores desenvolveram uma metodologia estatística baseada em idade-ajustada das distribuições de vida em transformadores em serviço na empresa, para calcular um intervalo de previsão para a vida útil remanescente destes transformadores.

Para Martins (2009), normalmente as concessionárias encaram a vida dos transformadores segundo duas ópticas principais: a financeira e a estatística. A

financeira com tempo entre 30 a 40 anos de vida baseados em cálculos de depreciação e a estatística com tempo entre 17 a 18 anos, onde está concentrada a maior frequência média de defeitos em transformadores.

Conforme Bhalla, Bansal e Gupta (2010), após os estudos de gases gerados em transformadores, eles concluíram que a utilização de técnicas de Inteligência Artificial tem fornecido soluções eficientes para a previsão de falhas incipientes em transformadores de potência, pelo método de Análise de Gases Dissolvidos (DGA), que podem gerar excelentes resultados na avaliação das condições dos transformadores, auxiliando com dados confiáveis.

No trabalho de Asrami *et al.* (2011), os autores estudam a aplicação do Método dos Elementos Finitos para calcular a perda de vida em transformadores sob a aplicação de correntes lineares e não lineares. Em um transformador estudado, a vida útil nominal era de aproximadamente 30 anos, contudo, com a primeira energização, a vida útil foi reduzida em cerca de 10% e após a segunda energização a vida útil foi reduzida em aproximadamente 33%.

Segundo Wilhelm *et al.* (2011), durante o processo de envelhecimento de transformadores, incide elevada formação de água, devido à degradação do papel isolante, e infiltrações de água do meio ambiente externo. Tanto a água como os compostos de oxidação do óleo mineral isolante ficam adsorvidos no papel isolante, contribuindo para a aceleração do envelhecimento geral dos transformadores e, portanto, potencializando o efeito desse parâmetro (umidade) na vida útil destes dispositivos. Os autores desenvolveram e testaram uma malha molecular na secagem da isolação sólida em transformadores de potência energizados. O experimento foi realizado na companhia Eletropaulo Metropolitana e Eletricidade de São Paulo. A pesquisa de desempenho da peneira molecular como agente de secagem do óleo em transformadores aconteceu em um período de 6 meses entre os anos de 2010 e 2011, e os resultados mostraram uma redução significativa (de ~20 ppm para ~3 ppm) no teor de umidade do óleo quando passava pelo filtro que continha a peneira molecular. Esses dados ilustraram que o óleo retornava 85% mais seco para o transformador, sendo a principal inconveniência a utilização de elementos filtrantes em seu processo, pois gerava passivos ambientais com o seu descarte. Entretanto, o trabalho mostrou também que foi possível a recuperação da malha molecular após sua utilização, utilizando para isto, o método de lavagem com vapor d'água quente, atendendo à necessidade de práticas ambientais corretas.

Para Lelekakis, Martin e Wijava (2012), o envelhecimento do isolamento de papel foi frequentemente testado utilizando experiências de envelhecimento acelerado, resultando em curvas de expectativa de vida do papel veiculados por organizações pesquisadoras, IEEE e IEC, por exemplo. Contudo, os pesquisadores alertam que esses estudos têm sido realizados com recipientes onde o teor de água do papel muda durante o processo de envelhecimento. Neste trabalho os autores utilizaram um dispositivo de ensaio e constataram que a taxa de envelhecimento do papel pode ser determinada com mais precisão por meio do controle da água e do oxigênio durante a experiência, produzindo alterações que contribuem com a estimativa de previsão da vida útil em transformadores de potência.

Badune, Vitolina e Maskalonok (2013), compara quatro métodos de estimativa da degradação de vida em transformadores de potência. Esta pesquisa, realizada na Letônia, indicou que os métodos de previsão do tempo de operação remanescente de transformadores não são sempre adequados ao uso prático, pois ainda existem grandes dificuldades na medição de todos os parâmetros envolvidos. Os autores relatam ainda que os ativos/subsistemas com as maiores taxas de falha na Letônia estão relacionadas com os comutadores sob carga (53,6%), seguido pelas buchas (14%) e pelos sistemas de refrigeração (8%).

Bai, Gao e Liu (2014), estudaram o efeito combinado das tensões (ou estresses térmicos) estocásticas comuns e variáveis ao longo do tempo aplicadas em transformadores de potência, utilizando para isto, a teoria do dano cumulativo linear (medida universal da deterioração por stress). Um estudo estatístico também foi realizado, empregando como hipótese que o critério de falha obedece uma distribuição de Weibull.

Para Lima e Cabral (2014), o comutador sob carga é um dos subsistemas internos mais caros e principais de um transformador de potência. Tem como objetivo ajustar dinamicamente a tensão de carga aos níveis desejados, sem a necessidade da interrupção ou desligamento do transformador. Neste trabalho os autores fomentam a importância da utilização de simulações computacionais durante o projeto de engenharia de transformadores de potência, ilustrando a necessidade de um estudo profundo dos testes de capacitância distribuída e indutância na correta classificação dos enrolamentos de regulação do comutador.

Tornou-se imperativo, portanto, o estudo de técnicas preditivas e o desenvolvimento de metodologias que possam auxiliar os gestores dos sistemas de

geração e transmissão de energia, com modelos de gestão, manutenção, monitoramento, controle e diagnóstico confiável de seus ativos e suas condições de operação. O próximo capítulo da presente tese objetiva apresentar uma metodologia para auxiliar o modelamento de novos nós lógicos para os subsistemas, exemplo parte ativa em transformadores de potência, utilizando a normatização IEC 61850.

CAPÍTULO III

3 METODOLOGIA

3.1 PROCEDIMENTOS E MÉTODOS

A apresentação da metodologia de construção dos modelos que estão descritos nesta tese é fundamental para o entendimento do modelamento realizado no Capítulo IV. Sua estrutura foi desenvolvida, basicamente, em 4 procedimentos gerais:

1. Modelagem de nós lógicos.
2. Modelagem dos *function blocks*.
3. Modelamento do dispositivo lógico.
4. Informações e listagem das classes de dados dos subsistemas.

A comunicação entre os dispositivos é essencial para a interoperabilidade, como investigado e discutido no Capítulo II. Por sua vez, a grande maioria das interações entre estes subsistemas se dá através de dados e serviços em nós lógicos.

O primeiro passo do processo de modelagem dos nós lógicos é a construção de um quadro com os vários dados que representam algumas aplicações específicas. A Figura 3.1 ilustra um modelo de quadro, segundo a normatização IEC 61850.

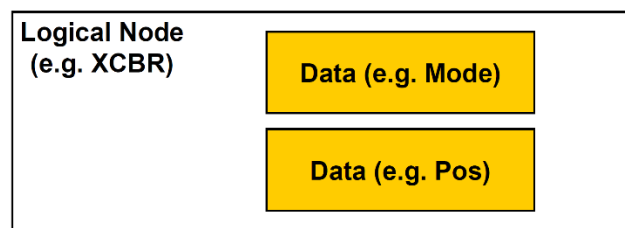


FIGURA 3.1 – QUADRO COM NÓ LÓGICO E DADOS

Fonte: IEC 61850 – 7.1, (2001)

Neste quadro, na Figura 3.1, está o exemplo de um disjuntor (XCBR), onde a informação de dados (Pos) como parte de um disjuntor, representa a posição do interruptor, enquanto que a comunicação de dados (Mode) representa o modo de operação da corrente no disjuntor. Por exemplo, ligado, bloqueado, em teste.

Como ilustração, define-se uma função básica de um SAS (Sistemas de Automação em Subestações), como por exemplo, uma função de proteção do sistema. Cada fabricante de um IED tem sua função de proteção projetada e implementada (seus protocolos proprietários). Entretanto, essa função específica de cada fabricante não é modificada, pois a norma se aplica aos dados de saída e entrada dessa função. A Figura 3.2 ilustra o conceito de um nó lógico, com a separação da função básica “proteção” dos elementos de comunicação, fundamentados na normatização IEC 61850.

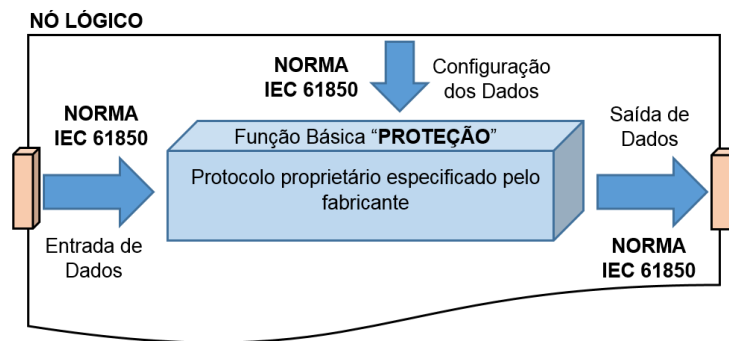


FIGURA 3.2 – FUNÇÃO BÁSICA E ELEMENTOS DE COMUNICAÇÃO DA NORMA IEC 61850

Fonte: Paulino, 2007 (modificado)

O segundo passo da metodologia consiste no desenvolvimento dos *functions blocks* correspondentes aos LNs instanciados. O terceiro passo remete ao modelamento dos *logical devices*, e pode ser realizado através de um quadro de representação do dispositivo lógico que é, em geral, composto por vários nós lógicos e serviços adicionais, e tem como objetivo principal complementar a comunicação para além dos nós lógicos. A Figura 3.3 ilustra um bloco de construção de um dispositivo lógico segundo a norma IEC 61850.

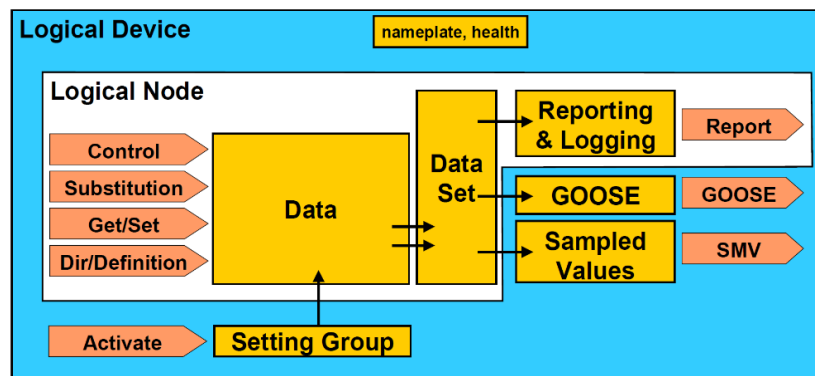


FIGURA 3.3 – BLOCO DE CONSTRUÇÃO DE UM DISPOSITIVO LÓGICO

Fonte: IEC 61850 – 7.1, (2001)

A comunicação horizontal GOOSE, como exemplo, é um dos processos de configuração da automação de subestações e está prevista na normatização IEC 61850. Cada dispositivo lógico pode ser identificado independente de sua localização e fornece informações importantes sobre os dispositivos físicos por ele controlados. A Figura 3.4 ilustra um dispositivo lógico (LD1) composto por três nós lógicos: LLN0 (nó lógico zero: informações específicas); LPHD (nó lógico físico: informações físicas) e LN (nó lógico placa de identificação).

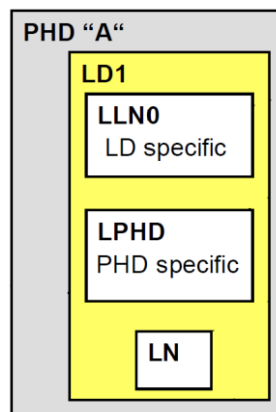


FIGURA 3.4 – DISPOSITIVO LÓGICO COMPOSTO POR NÓS LÓGICOS

Fonte: IEC 61850 – 7.1 (modificado)

Os nós lógicos, quando são agrupados, compoem os dispositivos lógicos (*Logical Devices*-LD) que, por sua vez, compoem o dispositivo físico (*Physical Devices*-PD). Para cada nó lógico associam-se dados e atributos de dados, que compoem a hierarquia do modelo de dados conforme a Figura 3.5.

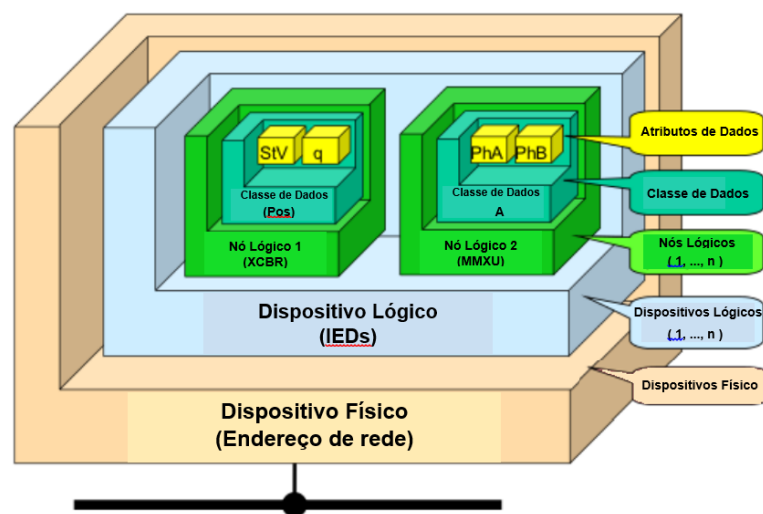


FIGURA 3.5 – MODELO DE DADOS (HIERARQUIA)

Fonte: IEC 61850 – 7.1 (modificado)

O quarto passo da metodologia consiste na apresentação em forma de tabelas das classes de dados dos subsistemas. A mudança de objetos reais, tais como equipamentos primários e secundários, em objetos lógicos resulta na idealização de modelos que precisam de identificação de todas as suas funcionalidades e atributos. A Figura 3.6 ilustra o processo de virtualização das informações de um dispositivo real para o seu modelo (dispositivo virtual) através da norma IEC 61850.

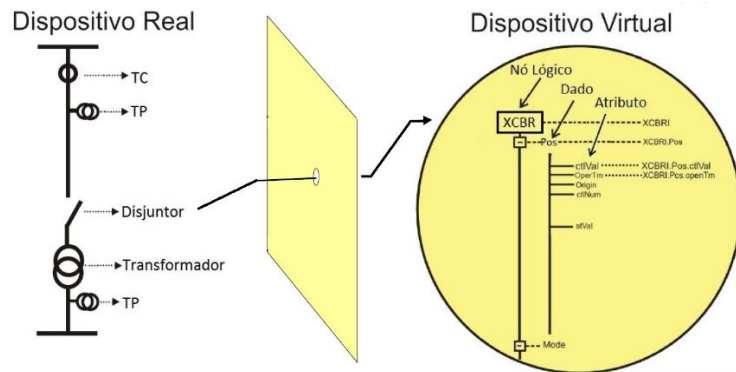


FIGURA 3.6 – MUDANÇA DE OBJETO REAL PARA OBJETO VIRTUAL

Fonte: O autor

A Tabela 3.1 ilustra uma lista com 3 categorias de classes de dados que compõem o dispositivo exemplo (disjuntor).

TABELA 3.1 – CLASSES DE DADOS DE UM NÓ LÓGICO

Fonte: IEC 61850 – 7.1 (modificado)

| Nó Lógico: Disjuntor | | Nome: XCBR | |
|---|-------------|----------------------------------|-----|
| Classe de Dados | Nome: Dados | Classe de Dados Comuns | F/O |
| Informações Básicas do Nó Lógico | | | |
| Modo | Modo | Status controlável inteiro (ISC) | F |
| Erro LN | LNError | Status de ponto único (SPS) | F |
| Local de Operação | Loc | Status de ponto único (SPS) | F |
| Contador de operações | OperCnt | Status inteiro (ISI) | F |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| Dados Controláveis | | | |
| Posição do Interruptor | Pos | Ponto duplo controlável (DPC) | F |
| Carregador do motor ativado | ChMotEna | Ponto único controlável (SPC) | O |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| Informações de Status | | | |
| Ponto capacidade de comutação de onda | POWCap | Status inteiro (ISI) | O |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |

As três categorias apresentam informações como: classe de dados, sintaxe do nome dos dados, qual a classe de dados comum e, na última coluna, se a classe é facultativa ou obrigatória (F/O). A primeira categoria na Tabela 3.1 exibe as informações básicas do nó lógico, a segunda categoria indica se os dados são controláveis e a última categoria ilustra as informações de Status do dispositivo. Uma vez que as classes de dados usam detalhes em comum, novas tabelas são criadas especificando essas classes de dados.

A Tabela 3.2 ilustra um conjunto de atributos para a classe ponto duplo controlável (DPC). Cada atributo possui um nome, tipo, restrição funcional, valor ou faixa de valores, e sua indicação se o atributo é facultativo ou obrigatório. Todos os atributos com restrição funcional (co) podem ser controlados remotamente, as restrições do tipo (sv) indicam a possibilidade de controle, leitura e substituição de seu valor, enquanto que as restrições (cf) possibilitam a configuração remota (set) do seu valor.

TABELA 3.2 – ATRIBUTOS PARA A CLASSE PONTO DUPLO CONTROLÁVEL
Fonte: IEC 61850 – 7.1 (modificado)

| DPC Definição de Atributo | | | | |
|---------------------------|------------|---------------------|---|-----|
| Nome | Tipo | Restrição Funcional | Faixa de Valor | F/O |
| ctlVal | Boolean | co | (Off) Falso (On) Verdadeiro | O |
| stVal | Enumerável | sv | (0) Estado intermediário (1) Desligado (2) Ligado (3) Mau estado | F |
| sboClass | Enumerável | cf | Uma operação - muitas operações | O |
| operTime | TimeStamp | co | | O |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |

O atributo de dados “*operTime*”, penúltima linha, pode ser configurado remotamente (co) para o tempo de operação do serviço, e possui operação obrigatória O (observado na última coluna).

A Figura 3.7 ilustra um exemplo de modelamento para o Disjuntor (XCBR) utilizando a programação em forma escada (modelagem em forma de diretórios) ou árvore.

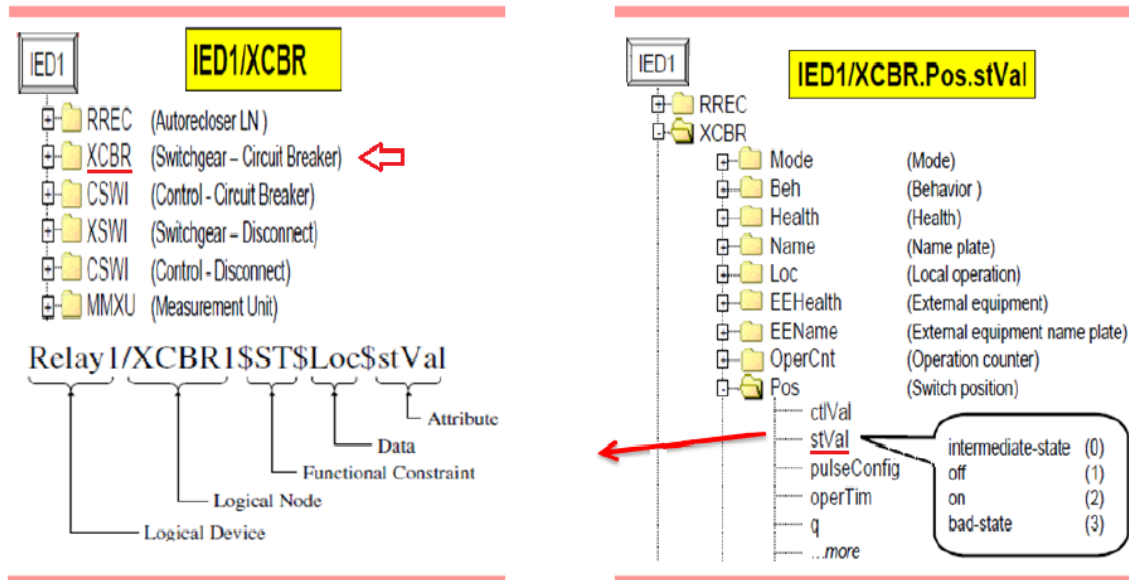


FIGURA 3.7 – MODELO DO NÓ LÓGICO DISJUNTOR EM SUA FORMA SCADA

Fonte: O autor

Todos estes modelos e serviços fornecem uma descrição auto recuperável e completa da base de dados de um dispositivo monitorado. A Figura 3.8 ilustra um diagrama em blocos para o modelamento completo de um dispositivo lógico.

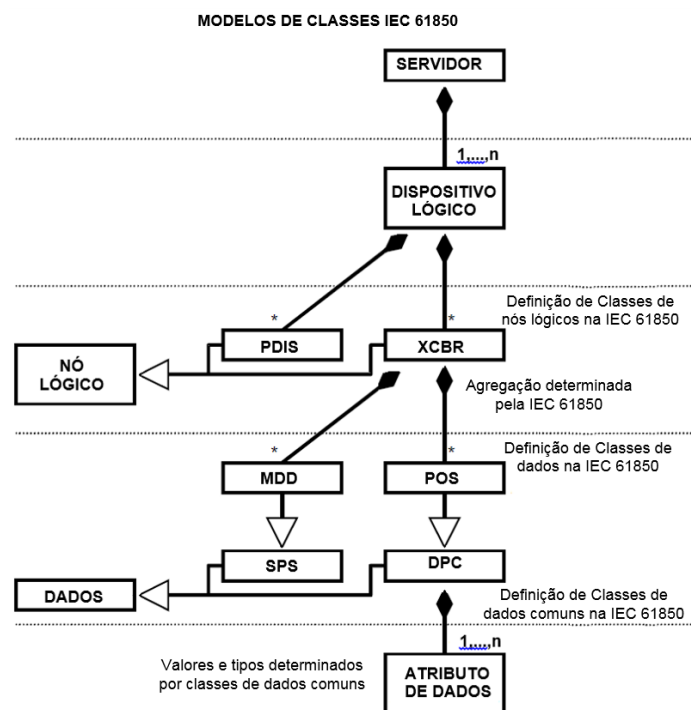


FIGURA 3.8 – MODELO DE DADOS ABSTRATO PARA A IEC 61850

Fonte: IEC 61850 - 7 (modificado)

A norma IEC 61850-7 utiliza a modelagem orientada a objetos para descrever modelos (classes e suas características). A utilização da norma auxilia no mapeamento dessas classes e utiliza sistemas de comunicação específicos, que por sua vez, realizam a conversação do modelo aos dispositivos reais. No diagrama anterior, a classe do servidor é composta por 1,...,n classes de dispositivos lógicos, a classe de dispositivos lógicos é formada por muitas classes de nós lógicos (*), que é constituída por várias classes de dados. As classes de dados são aperfeiçoamentos das classes de dados comuns, que é organizada segundo 1,...,n atributos de dados.

Desta forma, toda a comunicação entre os dispositivos deve seguir uma referência deste conjunto de classes, e que pode ser representada com a distinção entre os nomes de objetos. A instância de classes modela um nível hierárquico com níveis de dados, representando a referência com um prefixo, e um sufixo para o nome do dispositivo. A Figura 3.9 ilustra uma referência de objeto.

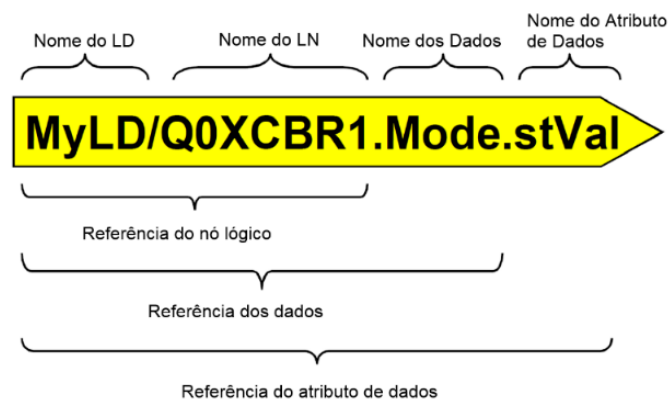


FIGURA 3.9 – REFERÊNCIA DE OBJETO SEGUNDO A NORMA IEC 61850

Fonte: IEC 61850 – 7, (2001)

No exemplo anterior, “Q0” é o prefixo e “1” é o sufixo do dispositivo (XCBR). Ao conjunto formado por todos os nomes de todos os objetos, denominamos referência de objeto (exemplo: "MyLD/Q0XCBR1.Mode.stVal").

O Quadro 3.1 ilustra a estrutura de identificação do nome do objeto no processo de modelagem. Toda a sintaxe está baseada nas suas características funcionais, onde cada nó lógico contém uma lista de dados e atributos de dados.

É fundamental, portanto, que cada elemento no modelamento tenha um sinal de identificação único e, desta maneira, prefixos e números são utilizados para distinguir os diferentes objetos de dados com as mesmas funções no nó lógico.

QUADRO 3.1 – ESTRUTURA DE IDENTIFICAÇÃO DE NOMES DE OBJETOS DE DADOS
Fonte: O autor

| Dispositivos Lógicos - LD | Nós Lógicos - LN | | | Nome de Dados | Nome de Atributos de Dados |
|---------------------------|-------------------|--------------|-----------------|---------------|----------------------------|
| Nome do LD | Nome do Nó Lógico | | | | |
| | Prefixo do LN | Classe do LN | Instancia do LN | | |

No processo de estruturação, identificação e convenção de nomes, faz-se sua reutilização para as variáveis (funções e grandezas monitoradas) já catalogadas na normatização IEC 61850 e em outras áreas de automação, enquanto que para a definição de novas variáveis (criação de novos modelos), utilizam-se os procedimentos indicados na padronização. A convenção usando o GOMSFE é ilustrada no quadro 3.2 (IEEE *Technical Report* 1550, 1999).







QUADRO 3.2 – TAMANHO E CONVENÇÃO DE NOMES USANDO O GOMSFE
Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

| GOMSFE | |
|-----------------------------|---|
| Nomeação de Componentes | Número Máximo de Caracteres |
| Nome do modelo (nó lógico) | 5 (1 é reservado para múltiplos exemplos de modelos) |
| Componente funcional | 2 |
| Objeto de dados | 12 |
| Componentes de classe comum | 10 |

O comprimento (número máximo de caracteres) de um componente está mostrado no quadro 3.2. O nome do nó lógico é composto por 4 caracteres mais um sufixo com 1 caractere, por exemplo. O nome completo (conjunto de todos os componentes) quando combinado com os delimitadores (separadores “.”) de componentes deve ser de no máximo 32 caracteres.

A convenção utilizando a IEC 61850 é ilustrada no quadro 3.3 a seguir. O quadro ilustra um resumo de procedimentos (caracterização) que devem ser adotados para a modelagem (referência de objetos) de um novo nó lógico utilizando a normatização IEC 61850.

QUADRO 3.3 – TAMANHO E CONVENSÃO DE NOMES USANDO A IEC 61850
 Fonte: IEC 61850 Parte 7 -420 (DER *Logical Nodes*)

| Operação | Definição |
|---|--|
| 1- Nome do Dispositivo Lógico | ≤ 64 caracteres (aplicação específica) |
| 2- Nome do Nó Lógico  Prefixo do LN  Classe do LN  Instancia do LN $m + n \leq 7$ caracteres | = [Prefixo do LN] Nome da Classe do LN [Instancia do LN] = “m” caracteres (aplicação específica) Pode começar com qualquer caractere = 4 caracteres (definido na IEC 61850-7.4) = “n” caracteres numéricos (aplicação específica) |
| 3- Nome da Classe do Objeto de dados | ≤ 10 caracteres (não pode terminar com um caractere numérico) |
| 4- Nome do Objeto de dados | = Nome da Classe do Objeto de dados |
| 5- Instancia de Dados (opcional) | = “n” caracteres numéricos. “n” deve ser igual para todas as instancias de mesma classe de dados |
| 6- FCD | ≤ 61 caracteres (incluindo os separadores “.”). Sem valor do FC |
| 7- FCDA | ≤ 61 caracteres (incluindo os separadores “.”). Sem valor do FC |
| 8- Nome do Conjunto de Dados | ≤ 52 caracteres |
| 9- Nome CB  Prefixo do CB  Classe do CB  Instancia do CB $m + n \leq 7$ caracteres | = [Prefixo do CB] Nome da Classe do CB [Instancia do CB] = “m” caracteres (aplicação específica) = 4 caracteres (definido na IEC standard) = “n” caracteres numéricos (aplicação específica) |

3.2 MODELO DE SOLUÇÃO E APLICAÇÃO ENTRE *FUNCTION BLOCKS* E *LOGICAL NODES*

Neste momento, o trabalho busca contribuir com o entendimento das relações e etapas de configuração de Nós Lógicos e seus *Function Blocks* associados. Estas definições de procedimento são necessárias para a implementação e aplicação do objeto desta Tese na Unidade Terminal Remota do projeto USP-COPEL (UTR_XTORM) na subestação do Pilarzinho em Curitiba no estado do Paraná.

3.2.1 Configuração de LNs e FBs na UTR_XTORM

A seguir é ilustrado um conjunto de passos necessários para a configuração de *Logical Nodes* e *Function Blocks* associados ao LN:

1. Instanciar os LNs em um servidor IEC 61850, e ajustar os objetos de dados e atributos de dados conforme as orientações específicas de cada FB. Em seguida, gerar/solicitar a geração do código das POUs e estruturas de dados associadas aos LNs.
2. Instanciar os FBs compatíveis correspondentes ao LNs na aplicação do usuário. Por exemplo, pode-se instanciá-los dentro de uma lista global de variáveis (GVL), tal como GVL_FBs_LNs.
3. Criar variáveis em PersistentVars para salvar variáveis associadas aos FBs que podem ser persistentes. Indica-se a geração de até 4 kbytes de variáveis persistentes em PersistentVars. Tais variáveis normalmente são:
 - a. Contadores de operação, modo de operação (Mod), entre outros.
 - b. Parâmetros de configuração alteráveis via cliente IEC 61850 (*deadbands*, *ranges*, entre outros). Caso não seja importante alterar tais parâmetros via cliente, eles não devem ser armazenados em variáveis persistentes, e devem ser inicializados através da lógica antes da chamada do FB que os utiliza.
 - c. Outras variáveis eventuais, solicitadas especificamente na descrição de cada FB.
4. Para alguns FBs, torna-se fundamental criar entradas em uma tabela de pontos internos, localizada na aba “Pontos Internos” da CPU HX3040. Cada entrada nesta tabela vincula uma variável de valor com sua respectiva variável de qualidade (tipo QUALITY). Para pontos lidos de entradas digitais/analógicas da UTR XTORM, ou lidos de IEDs, isso é desnecessário, pois já existe uma vinculação implícita entre suas variáveis de valor e qualidade. Entretanto, quando a UTR XTORM ou o FB calcular uma dupla de variáveis com valor e qualidade, torna-se necessário vincular estas variáveis, utilizando uma entrada na tabela de pontos internos.
5. Pontos de módulos de I/O da UTR XTORM, envolvidos com o FB/LN, devem ser mapeados em variáveis simbólicas, ao invés de usar variáveis do tipo %I e %Q. Estas variáveis simbólicas devem ser declaradas numa lista global de variáveis. Por exemplo, a GVL_IOs_FBs_LNs.
6. Mapear as variáveis simbólicas de entradas (digitais ou analógicas) que podem ser reportadas diretamente pelo servidor IEC 61850 na aba “IEC 61850 *Variables Mapping*”. Este mapeamento é possível quando nenhum

processamento é necessário no FB. Por exemplo, pontos duplos de entrada digital podem ser mapeados na posição de um disjuntor.

7. Fazer a chamada da instância do FB no programa do usuário, inserindo os parâmetros necessários. A sequência de chamada dos FBs pode adotar os dois passos seguintes:
 - a. Chamar o FB correspondente à única instância do LLN0.
 - b. Em seguida, chamar os FBs correspondentes a instância de outros LNs.

3.2.2 Influência de Autoridades de Controle IEC 61850 (Remota e Local)

Serão considerados neste momento, alguns objetos de dados e atributos de dados reutilizados segundo a normatização IEC 61850. As Figuras seguintes (3.10 a 3.25) representam Fragmentos de Código (FC) utilizados na implementação. A seguir serão ilustrados os comandos de clientes IEC 61850 para a modelagem na UTR XTORM. Os comandos podem ter diferentes origens, conforme define o seguinte tipo enumerável (ORIGINATOR_IEC61850) ilustrado na Figura 3.10 a seguir.

```

TYPE ORIGINATOR_IEC61850 :
(
  ORIGINATOR_NOT_SUPPORTED := 0,
  ORIGINATOR_BAY_CONTROL := 1,
  ORIGINATOR_STATION_CONTROL := 2,
  ORIGINATOR_REMOTE_CONTROL := 3,
  ORIGINATOR_AUTOMATIC_BAY := 4,
  ORIGINATOR_AUTOMATIC_STATION := 5,
  ORIGINATOR_AUTOMATIC_REMOTE := 6,
  ORIGINATOR_MAINTENANCE := 7,
  ORIGINATOR_PROCESS := 8
);
END TYPE

```

FIGURA 3.10 – COMANDOS DE CÓDIGO – ORIGINATOR_IEC-61850

Fonte: O autor

Neste trabalho, somente três destas origens poderão ter seus comandos autorizados:

- a. ORIGINATOR_BAY_CONTROL.
- b. ORIGINATOR_STATION_CONTROL.
- c. ORIGINATOR_REMOTE_CONTROL.

Em determinado momento, a UTR XTORM poderá autorizar ou não a execução de comandos provenientes de cada uma destas três origens. A seguinte estrutura de dados (CTRL_AUTH_IEC61850) define as origens autorizadas em um momento pré-definido (Figura 3.11).

```
// Estrutura que define origens autorizadas de comandos
TYPE CTRL_AUTH_IEC61850 :
STRUCT
    bBay : BOOL;           // Autoriza comandos com origem ORIGINATOR_BAY_CONTROL
    bStation : BOOL;       // Autoriza comandos com origem ORIGINATOR_STATION_CONTROL
    bRemote : BOOL;        // Autoriza comandos com origem ORIGINATOR_REMOTE_CONTROL
END_STRUCT
END_TYPE
```

FIGURA 3.11 – ESTRUTURA DA DADOS – CTRL_AUTH_IEC-61850

Fonte: O autor

Para identificar quais das três origens têm comandos autorizados, deve-se considerar os seguintes objetos de dados do *Logical Node*:

1. *LocKey*: chave física que coloca o dispositivo em operação local, e que pode ser lida por algum meio (por exemplo, contatos auxiliares ligados em entrada digital). Quando *LocKey* vale *TRUE*, nenhuma origem tem comandos autorizados.
2. *Loc*: A UTR XTORM autoriza comandos originados do *bay*.
3. *LocSta*: A UTR XTORM autoriza comandos originados da estação.

Além disso, também deve-se considerar o seguinte objeto de dados do Nó Lógico Zero (LLN0): *MltLev* (do LLN0), que permite o controle através de múltiplas origens. O Quadro 3.4 a seguir, ilustra as origens de comando autorizadas em função dos quatro objetos de dados.

QUADRO 3.4 – ORIGEM DE COMANDOS - IEC 61850

| Objeto de Dados | | | | Autoridade de Controle | | |
|-----------------|--------|-----|--------|------------------------|---------|--------|
| LocKey | MltLev | Loc | LocSta | Bay | Station | Remote |
| 1 | X | X | X | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 1 | X | 1 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 0 | 1 | 1 | X | 1 | 0 | 0 |
| 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |

A seguinte estrutura de dados (LOC_REM_IEC61850), ilustrada na Figura 3.12 serve para armazenar os valores de *LocKey*, *Loc* e *LocSta* do LN em variáveis persistentes da RTU XTORM.

```

TYPE LOC_REM_IEC61850 :
STRUCT
    bLocKey : BOOL;      // Valor de LocKey.stVal
    bLoc : BOOL;         // Valor de Loc.stVal
    bLocSta : BOOL;      // Valor de LocSta.stVal
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.12 – ESTRUTURA DA DADOS – LOC_REM_IEC-61850

Fonte: O autor

No caso do LLN0, o valor de *MltLev* também deve ser armazenado em uma variável persistente da UTR XTORM. Para alterar o valor de cada um dos objetos de dados, pode-se realizar os seguintes passos:

1. *LocKey*: alterar somente pela lógica da UTR XTORM escrevendo sobre a variável persistente onde está armazenado, que é um campo da estrutura LOC_REM_IEC61850 (tipicamente a UTR XTORM copia uma entrada digital para esta variável persistente).
2. *Loc*: deve ser alterado somente pela lógica da UTR XTORM escrevendo sobre a variável persistente onde está armazenado, que é um campo da estrutura LOC_REM_IEC61850.
3. *LocSta*: pode ser alterado pela lógica da UTR XTORM escrevendo sobre a variável persistente onde está armazenado, que é um campo da estrutura LOC_REM_IEC61850. Além disso, pode ser alterado por um cliente IEC 61850. A última modificação realizada persiste, seja via lógica da UTR XTORM, seja via comando de um cliente IEC 61850.
4. *MltLev*: pode ser alterado pela lógica da UTR XTORM escrevendo sobre a variável persistente onde está armazenado. Além disso, pode ser alterado por um cliente IEC 61850. A última modificação realizada persiste, seja via lógica da UTR XTORM, seja via comando de um cliente IEC 61850.

Uma função genérica (*ControlAuthority*) possui como entrada uma estrutura do tipo LOC_REM_IEC61850 (ilustrada na Figura 3.13 a seguir), e o valor do objeto

de dados *MltLev*, retorna as origens autorizadas através de uma estrutura do tipo CTRL_AUTH_IEC61850.

```

FUNCTION ControlAuthority : CTRL_AUTH_IEC61850
VAR_INPUT
    lrLocalRemote : LOC_REM_IEC61850;
    bMltLev : BOOL;
END_VAR
VAR
END_VAR

```

FIGURA 3.13 – ESTRUTURA DA DADOS – CTRL_AUTH_IEC-61850

Fonte: O autor

Na descrição de cada *function block* de um Nó Lógico, são descritos os comandos afetados por *LockKey*, *Loc*, *LocSta* e *MltLev*. Nem todos os comandos são afetados, dado que alguns LNs não possuem os objetos de dados *LockKey*, *Loc* e *LocSta*. Mesmo quando os LNs possuem os objetos *LockKey*, *Loc* e *LocSta*, alguns comandos não são afetados, tais como:

- Modificação de *MltLev*, que existe somente no LLN0.
- Modificação de *LocSta*, do LLN0 ou de qualquer outro LN.
- Modificação de *Mod*, do LLN0 ou de qualquer outro LN.
- Modificação de parâmetros de configuração (*deadbands*, *ranges*, entre outros).
- Reset* de contadores de operação.

Por outro lado, os comandos mais críticos, tais como mudar a posição de um disjuntor ou seccionadora, são afetados por *LockKey*, *Loc*, *LocSta* e *MltLev*.

3.2.3 Influência de *Mode* (Mod) e *Behaviour* (Beh)

Os POU's seguintes ilustram os comandos de influência *Mode* e *Behaviour*. A seguinte enumeração, ilustrada na Figura 3.14 define os possíveis valores de *Mod* e *Beh*.

```

// Valores de "Mod" e "Beh" IEC 61850
TYPE MOD_IEC61850 :
(
    MOD_IEC61850_ON := 1,
    MOD_IEC61850_BLOCKED := 2,
    MOD_IEC61850_TEST := 3,
    MOD_IEC61850_TEST_BLOCKED := 4,
    MOD_IEC61850_OFF := 5
);
END TYPE

```

FIGURA 3.14 – COMANDOS DE CÓDIGO – MOD_E_BEH_IEC-61850

Fonte: O autor

O valor de Beh de um *Logical Node* é calculado a partir de Mod deste LN, e também de Mod de LLN0, conforme ilustra o seguinte código (Figura 3.15), onde LNMode é Mod do LN, LDMode é Mod do LLN0, e LNBeh é o Beh do *Logical Node*.

```

IF (LNMode = MOD_IEC61850_ON) THEN
    // Quando um é ON, predomina o outro
    LNBeh:= LDMode;
ELSE
    IF (LDMode = MOD_IEC61850_ON) THEN
        // Quando um é ON, predomina o outro
        LNBeh:= LNMode;
    ELSE
        IF ((LNMode = MOD_IEC61850_OFF) OR (LDMode = MOD_IEC61850_OFF)) THEN
            // Quando algum é OFF, resultado é OFF
            LNBeh:= MOD_IEC61850_OFF;
        ELSE
            IF ((LNMode = MOD_IEC61850_TEST_BLOCKED) OR (LDMode = MOD_IEC61850_TEST_BLOCKED)) THEN
                // Quando algum é TEST_BLOCKED, e nenhum é OFF, resultado é TEST_BLOCKED
                LNBeh:= MOD_IEC61850_TEST_BLOCKED;
            ELSE
                IF (LNMode <> LDMode) THEN
                    // Quando um é TEST e outro é BLOCKED, resultado é TEST_BLOCKED
                    LNBeh:= MOD_IEC61850_TEST_BLOCKED;
                ELSE
                    // Quando os dois são iguais (TEST ou BLOCKED), resultado é este
                    LNBeh:= LNMode;
                END_IF
            END_IF
        END_IF
    END_IF
END_IF

```

FIGURA 3.15 – VALOR DE BEH DE UM LOGICAL NODE_IEC-61850

Fonte: O autor

O valor de Mod, seja do LLN0 ou de qualquer outro *Logical Node*, pode ser alterado pela lógica da UTR XTORM escrevendo sobre a variável persistente onde está armazenado. Além disso, pode ser alterado por um cliente IEC 61850. A última modificação realizada persiste, seja via lógica da UTR XTORM, seja via comando de

um cliente IEC 61850. O comportamento adotado pelo *function block*, em geral, pode ser restrito a seguinte ordem:

1. Quando Beh do LN vale MOD_IEC61850_ON, nenhuma restrição é imposta.
2. Quando Beh do LN é diferente de MOD_IEC61850_ON, algumas restrições podem ser impostas, tais como evitar que saídas digitais sejam acionadas. Na descrição de cada FB, tais restrições são descritas.

3.2.4 Configurações de *Range* e *Deadbands* em Medições Analógicas

Alguns *function blocks* possuem medições analógicas como parâmetros de entrada ou saída. Estes FBs devem executar os seguintes cálculos para tais medições analógicas:

1. Geração de eventos.
2. Forçamento de valor zero em uma medição que está muito próxima de zero.
3. Cálculo do enumerável “range”, que é um atributo da medição analógica.

Para executar estes cálculos, algumas configurações de *deadbands* e *ranges* devem ser associadas a cada medição analógica. A estrutura de dados CF_ANLG_IEC61850, mostrada na Figura 3.16 seguinte, define tais configurações.

```

TYPE CF_ANLG_IEC61850 :
STRUCT
    bIntegral : BOOL;    // Tipo de deadband (TRUE = integral, FALSE = absoluto)
    uiDb : UDINT;        // Deadband para geração de eventos - 0.001% (0 a 100000) (atributo db)
    rRangeMin : REAL;    // Range mínimo (atributo rangeC.min.f)
    rRangeMax : REAL;    // Range máximo (atributo rangeC.max.f)
    uiZeroDb : UDINT;    // Deadband para forçar em zero - 0.001% (0 a 100000) (atributo zeroDb)
    rHH_Lim : REAL;      // Nível de alarme HH (atributo rangeC.hhLim.f)
    rH_Lim : REAL;       // Nível de alarme H (atributo rangeC.hLim.f)
    rL_Lim : REAL;       // Nível de alarme L (atributo rangeC.lLim.f)
    rLL_Lim : REAL;      // Nível de alarme LL (atributo rangeC.llLim.f)
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.16 – ESTRUTURA DE DADOS – CF_ANLG_IEC-61850

Fonte: O autor

Todos os campos desta estrutura, exceto bIntegral, podem ser lidos ou alterados tanto pela lógica como via cliente IEC 61850. O campo bIntegral só pode ser acessado pela lógica da UTR XTORM. Em cada FB que possui medições analógicas, define-se um parâmetro de entrada booleano (bPersistClientCF) que permite bloquear a alteração destes parâmetros de configuração via cliente IEC 61850, e define se tais parâmetros devem ser armazenados em memória persistente.

Quando `bPersistClientCF` vale `TRUE`, os parâmetros devem ser armazenados em memória persistente, e podem ser alterados via cliente IEC 61850. Quando `bPersistClientCF` vale `FALSE`, os parâmetros não devem ser armazenados em memória persistente, e não podem ser alterados via cliente IEC 61850. Duas estruturas de dados adicionais são derivadas a partir da estrutura de dados `CF_ANLG_IEC61850`:

1. A estrutura de dados `CF_WYE_ANLG_IEC61850` contém 3 estruturas `CF_ANLG_IEC61850` fase-terra para um sistema trifásico (`phsA`, `phsB`, `pshC`);
2. A estrutura de dados `CF_DEL_ANLG_IEC61850` contém 3 estruturas `CF_ANLG_IEC61850` fase-fase para um sistema trifásico (`phsAB`, `phsBC`, `pshCA`).

Estas estruturas de dados são mostradas na Figura 3.17 a seguir.

```

TYPE CF_WYE_ANLG_IEC61850 :
STRUCT
    phsA : CF_ANLG_IEC61850;
    phsB : CF_ANLG_IEC61850;
    phsC : CF_ANLG_IEC61850;
END_STRUCT
END TYPE

TYPE CF_DEL_ANLG_IEC61850 :
STRUCT
    phsAB : CF_ANLG_IEC61850;
    phsBC : CF_ANLG_IEC61850;
    phsCA : CF_ANLG_IEC61850;
END_STRUCT
END TYPE

```

FIGURA 3.17 – ESTRUTURA DE DADOS – `CF_WYE` E `CF_DEL_ANLG_IEC-61850`

Fonte: O autor

No caso de variáveis analógicas trifásicas complexas (CDC CMV), a geração de eventos, cálculo de *range* e zeramento ocorrem apenas para a magnitude do valor complexo (`mag.f`), e não para o ângulo (`ang.f`). Este fato ocorre porque a edição 1.0 da norma IEC 61850 não prevê configurações de *deadbands* e *ranges* para o ângulo, e a UTR XTORM utiliza CDCs da edição 1.0 da norma IEC 61850.

Nos FBs que utilizam variáveis analógicas trifásicas complexas, será gerado um evento para o ângulo ao mesmo tempo em que se gera um evento para a magnitude. As seguintes subseções detalham como estas configurações são utilizadas para executar os cálculos mencionados.

3.2.4.1 Geração de Eventos para Medições Analógicas

Gerar um evento para uma medição analógica consiste em copiar o valor instantâneo da medição para o valor reportado da medição, como por exemplo:

- Copiar o atributo `instMag.f` para o atributo `mag.f`, em um DO com CDC MV;
- Copiar o atributo `instCVal.mag.f` para o atributo `cVal.mag.f`, e o atributo `instCVal.ang.f` para o atributo `cVal.ang.f`, em um DO com CDC CMV (medição complexa).

Para evitar a geração de eventos em cada pequena modificação do valor instantâneo, utilizam-se *deadbands*, que podem ser absolutos ou integrais. Para tanto, são utilizados os campos `blIntegral`, `uiDb`, `rRangeMin` e `rRangeMax` da estrutura de dados `CF_ANLG_IEC61850`.

O *deadband* `uiDb` define um percentual do *range* (diferença entre `rRangeMax` e `rRangeMin`). O valor de `uiDb` pode variar entre 0 (0%) e 100000 (100%), portanto sua unidade é 0.001%. O campo `blIntegral` define o tipo de *deadband* empregado:

- `blIntegral = FALSE`: *deadband* absoluto
- `blIntegral = TRUE`: *deadband* integral

As subseções seguintes descrevem o funcionamento dos *deadbands* absoluto e integral.

3.2.4.1.1 *Deadband* Absoluto

O *deadband* absoluto é utilizado quando o campo `blIntegral` vale `FALSE`. Deve-se considerar as configurações de *range* mínimo e máximo (`rRangeMin` e `rRangeMax`) e o *deadband* (`uiDb`). Seja:

$$range = rRangeMax - rRangeMin$$

A unidade do `uiDb` é 0.001% do *range* (ou $range/100.000$). Seja:

$$dbConv = uiDb * range / 100.000$$

Neste caso, o DA `mag.f` será atualizado com DA `instMag.f` sempre que:

$$abs(instMag.f - mag.f) > dbConv$$

Com valor muito baixo de *deadband* absoluto, a tendência é ter um excesso de geração de eventos analógicos. Por outro lado, com um valor muito alto de *deadband* absoluto, o valor de *mag.f* reportado pode ser impreciso em relação a *instMag.f*, sendo que a imprecisão máxima é definida pelo próprio *deadband* absoluto.

3.2.4.1.2 *Deadband* Integral

O *deadband* integral é utilizado quando o campo *blntegral* vale TRUE. O *deadband* integral tem como objetivo evitar excesso de eventos e, ao mesmo tempo, evitar a imprecisão de *mag.f* em relação a *instMag.f*. Deve-se considerar as configurações de range (*rRangeMin* e *rRangeMax*) e o *deadband* (*uiDb*). Seja:

$$range = rRangeMax - rRangeMin$$

A unidade do *uiDb* é 0.001% do range (ou $range/100.000$). Sejam:

$$dbConv = uiDb * range / 100.000$$

rDT = período de chamada do FB que avalia o *deadband* (em segundos)

$$INTEGRAL = \text{somatório}((instMag.f - mag.f) * rDT)$$

Ou seja, a integral do desvio entre *instMag.f* e *mag.f* no tempo. Neste caso, o atributo de dados *mag.f* será atualizado com o atributo de dados *instMag.f* sempre que $abs(INTEGRAL) > dbConv$.

Exemplo:

$$range = 10.000 \text{ (} rRangeMin = 0, rRangeMax = 10.000 \text{)}$$

$$uiDb = 5.000 \text{ (5\%)}$$

$$dbConv = 5.000 * \frac{10.000}{100.000} = 500$$

Supondo um desvio constante de 5% do *range* entre *instMag.f* e *mag.f* (desvio = 500), a integral deste desvio levará 1 segundo para atingir o valor *dbConv* (500). Com um *deadband* integral de X% do range, um desvio constante de X% do range entre *instMag.f* e *mag.f* levará um segundo para ser reportado, ou seja, para copiar *instMag.f* para *mag.f*.

3.2.4.2 Zeramento da Medição Reportada

Antes de executar esta função de zeramento, ocorre a geração do evento analógico, onde calcula-se o valor reportado (mag.f), que eventualmente poderá ser copiado a partir do valor instantâneo (instMag.f). Para executar esta função, utilizam-se os campos uiZeroDb, rRangeMin e rRangeMax da estrutura de dados CF_ANLG_IEC61850.

O campo uiZeroDb é convertido para um percentual do range total (rRangeMax - rRangeMin), com unidade 0.001%, podendo variar de 0 (0%) a 100.000 (100%). Seja:

$$uiZeroDbConv := (rRangeMax - rRangeMin) * uiZeroDb / 100.000$$

Caso o valor da variável mag.f seja menor que uiZeroDbConv, o valor de mag.f é modificado para zero. O zeramento ocorre em função do atributo mag.f, ao invés de utilizar o atributo instMag.f. Caso fosse utilizado o atributo instMag.f, haveria geração excessiva de eventos em mag.f quando o valor instantâneo estivesse oscilando em torno de uiZeroDbConv.

3.2.4.3 Cálculo do Enumerável “Range”

O enumerável “range”, ilustrado na Figura 3.18 é um atributo de medições analógicas (CDC MV ou CMV), que pode ter um valor entre 0 e 5, conforme define o seguinte tipo de comando.

```
TYPE RANGES_ANLG_IEC61850 :
(
    RANGE_NORMAL := 0,
    RANGE_HIGH := 1,
    RANGE_LOW := 2,
    RANGE_HIGH_HIGH := 3,
    RANGE_LOW_LOW := 4
);
END_TYPE
```

FIGURA 3.18 – COMANDO ENUMERAVEL – RANGE_ANLG_IEC-61850

Fonte: O autor

Para calcular o enumerável “range”, utilizam-se os campos rHH_Lim, rH_Lim, rL_Lim e rLL_Lim da estrutura de dados CF_ANLG_IEC61850. Antes de calcular o enumerável “range”, ocorre a geração do evento analógico, onde calcula-se o valor

reportado (mag.f), que eventualmente poderá ser copiado a partir do valor instantâneo (instMag.f). Depois disso, o enumerável “range” é calculado da seguinte maneira:

1. Se $\text{mag.f} < \text{rLL_Lim}$: $\text{range} = \text{RANGE_LOW_LOW}$
2. Se $\text{mag.f} \geq \text{rLL_Lim}$ e $< \text{rL_Lim}$: $\text{range} = \text{RANGE_LOW}$
3. Se $\text{mag.f} \geq \text{rL_Lim}$ e $\leq \text{rH_Lim}$: $\text{range} = \text{RANGE_NORMAL}$
4. Se $\text{mag.f} > \text{rH_Lim}$ e $\leq \text{rHH_Lim}$: $\text{range} = \text{RANGE_HIGH}$
5. Se $\text{mag.f} > \text{rHH_Lim}$: $\text{range} = \text{RANGE_HIGH_HIGH}$

O cálculo do atributo “range” ocorre em função do atributo mag.f, ao invés de utilizar o atributo instMag.f. Caso fosse utilizado o atributo instMag.f, haveria geração excessiva de eventos em “range” quando o valor instantâneo estivesse oscilando em torno de rHH_Lim, ou rH_Lim, ou rL_Lim, ou rLL_Lim.

3.2.4.4 Consistências Padrão para Configurações em CF_ANLG_IEC61850

Na descrição dos *Function Blocks*, serão referenciados diversos parâmetros de configuração com o tipo CF_ANLG_IEC61850. Tais parâmetros terão nomes com os seguintes prefixos, considerando que estejam relacionados com um objeto de dados de nome “xxx”:

1. cf (cfxxx): tipo CF_ANLG_IEC61850, para medições simples.
2. cfwe (cfwexxx): tipo CF_WYE_ANLG_IEC61850, para medições trifásicas fase-terra. Esta estrutura contém 3 subestruturas do tipo CF_ANLG_IEC61850.
3. cfdel (cfdelxxx): tipo CF_DEL_ANLG_IEC61850, para medições trifásicas fase-fase. Esta estrutura contém 3 subestruturas do tipo CF_ANLG_IEC61850.

Tais parâmetros de configuração devem ser consistidos. Se houver problema nas consistências, um código de erro é gerado, e os cálculos associados não poderão ser executados (geração de eventos, zeramentos, cálculos de range). Caso não seja mencionado nem um parâmetro específico, as seguintes consistências serão realizadas:

1. uiDb deve estar na faixa 0 ... 100.000
2. uiZeroDb deve estar na faixa 0 ... 100.000
3. rRangeMin deve ser menor ou igual a rLL_Lim

4. rLL_Lim deve ser menor ou igual a rL_Lim
5. rL_Lim deve ser menor que rH_Lim
6. rH_Lim deve ser menor ou igual a rHH_Lim
7. rHH_Lim deve ser menor ou igual a rRangeMax

Para alguns parâmetros específicos, poderão ser feitas consistências adicionais, que neste caso serão documentadas na descrição deste parâmetro. Por exemplo, poderão ser definidos valores limites para rRangeMin e rRangeMax. Em todos os demais casos, serão executadas apenas as consistências citadas na lista anterior.

3.2.4.5 Valores *Default* para Inicialização de Configurações em CF_ANLG_IEC61850 em Caso de Perda de Persistência

Dependendo do parâmetro de entrada bPersistClientCF, as configurações em CF_ANLG_IEC61850 poderão ser persistentes ou não. Caso sejam persistentes (bPersistClientCF = TRUE) e houver diagnóstico de perda de persistência, estes parâmetros serão inicializados com valores *default*, que nesta tese, são os seguintes:

1. bIntegral = FALSE
2. uiDb = 1.000 (1%)
3. rRangeMin = 0
4. rRangeMax = 100
5. uiZeroDb = 0 (0%)
6. rHH_Lim = 90
7. rH_Lim = 80
8. rL_Lim = 20
9. rLL_Lim = 10

Para alguns parâmetros específicos, poderão ser utilizados valores *default* diferentes destes, que neste caso serão documentadas na descrição deste parâmetro. Em todos os demais casos, serão utilizados os valores *default* citados na lista anterior.

3.2.5 Configurações dos Níveis de Alarme e Histerese

Alguns *Function Blocks* têm como parâmetros de entrada níveis de alarme e histerese, utilizados para calcular saídas de alarme, *trip* ou bloqueio, em função de

medições analógicas. A seguinte estrutura de dados (Figura 3.19) define um nível de alarme e histerese.

```

TYPE ALM_HIST_IEC61850 :
STRUCT
    rAlmLevel : REAL;    // Nível de alarme
    rAlmHist  : REAL;    // Histerese do alarme
END_STRUCT
END TYPE

```

FIGURA 3.19 – ESTRUTURA DE DADOS – ALM E HIST_IEC-61850

Fonte: O autor

Os campos desta estrutura só podem ser acessados pela lógica da UTR XTORM, não estando disponíveis para o cliente IEC 61850. Se o alarme for do tipo “alto”, o mesmo é ligado quando a medição analógica correspondente torna-se maior que “rAlmLevel”. Depois que está ligado, o alarme só é desligado quando a medição analógica correspondente torna-se menor que “rAlmLevel - rAlmHist”.

Se o alarme for do tipo “baixo”, o mesmo é ligado quando a medição analógica correspondente torna-se menor que “rAlmLevel”. Depois que está ligado, o alarme só é desligado quando a medição analógica correspondente torna-se maior que “rAlmLevel + rAlmHist”.

O objetivo da histerese é evitar que alarmes sejam ligados e desligados múltiplas vezes, em caso de pequenas oscilações da medição analógica em torno do nível de alarme. Tal comportamento pode gerar excessivos eventos reportados pelo servidor IEC 61850.

3.2.6 Utilização de Medições Analógicas

Nas subseções seguintes serão descritas como são configuradas as medições analógicas através de sua estrutura de dados e através de um servidor IEC 61850.

3.2.6.1 Estruturas de Dados

As medições analógicas acessadas pelo *Function Block* podem ser representadas por uma das estruturas de dados seguintes:

1. MV_IEC61850: aplica-se as medições simples com magnitude e qualidade.

2. CMV_IEC61850: aplica-se as medições complexas com magnitude, ângulo, qualidade da magnitude e qualidade do ângulo.
3. WYE_IEC61850: aplica-se as medições trifásicas complexas entre fase e terra (contém 3 estruturas do tipo CMV_IEC61850).
4. DEL_IEC61850: aplica-se as medições trifásicas complexas entre fases (contém 3 estruturas do tipo CMV_IEC61850).

Estas estruturas de dados são formalmente ilustradas nas Figuras 3.20, 3.21, 3.22 e 3.23 a seguir.

```

TYPE MV_IEC61850 :
STRUCT
    rMag : REAL;           // Magnitude
    q : QUALITY;           // Qualidade
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.20 – ESTRUTURA DA DADOS – MV_IEC-61850

Fonte: O autor

```

TYPE CMV_IEC61850 :
STRUCT
    rMag : REAL;           // Magnitude
    qMag : QUALITY;        // Qualidade da magnitude
    rAng : REAL;           // Ângulo (graus)
    qAng : QUALITY;        // Qualidade do ângulo
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.21 – ESTRUTURA DE DADOS – CMV_IEC-61850

Fonte: O autor

```

TYPE WYE_IEC61850 :
STRUCT
    phsA : CMV_IEC61850;   // Estrutura CMV_IEC61850 para a fase A
    phsB : CMV_IEC61850;   // Estrutura CMV_IEC61850 para a fase B
    phsC : CMV_IEC61850;   // Estrutura CMV_IEC61850 para a fase C
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.22 – ESTRUTURA DE DADOS – WYE_IEC-61850

Fonte: O autor

```

TYPE DEL_IEC61850 :
STRUCT
    phsAB : CMV_IEC61850;    // Estrutura CMV_IEC61850 entre fases A e B
    phsBC : CMV_IEC61850;    // Estrutura CMV_IEC61850 entre fases B e C
    phsCA : CMV_IEC61850;    // Estrutura CMV_IEC61850 entre fases C e A
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.23 – ESTRUTURA DE DADOS – DEL_IEC-61850

Fonte: O autor

3.2.6.2 Medições Analógicas Reportadas via Servidor IEC 61850

Caso uma medição analógica utilizada pelo *Function Block* seja reportada via servidor IEC 61850, algumas ações serão necessárias:

1. Caso esta medição analógica seja calculada por este FB, ou calculada por outra POU desenvolvida pelo usuário dentro da UTR XTORM, deve-se criar uma entrada na tabela de pontos internos (aba “Pontos Internos” da CPU HX3040) para vincular suas variáveis de valor e qualidade.
2. Por outro lado, caso esta medição analógica seja lida a partir de um cartão de entradas analógicas, ou a partir de um IED, já existe um vínculo implícito entre suas variáveis de valor e qualidade, sendo desnecessário criar uma entrada na tabela de pontos internos.
3. A variável de valor da medição deve ser mapeada no valor instantâneo do objeto de dados correspondente, na aba “IEC 61850 Variables Mapping” do IEC_61850_Server.
4. A variável de qualidade da medição não precisa ser mapeada na qualidade do objeto de dados correspondente. Isto é feito automaticamente, pois existe um vínculo entre as variáveis de valor e qualidade.

3.2.6.3 Medições Analógicas Complexas Reportadas via Servidor IEC 61850

Para medições complexas (com magnitude e ângulo), a norma IEC 61850 prevê uma única qualidade, comum para magnitude e ângulo. Quando a UTR XTORM calcular uma medição complexa que deve ser mapeada no servidor IEC 61850, deve-se inserir duas entradas na tabela de pontos internos (aba “Pontos Internos” da CPU HX3040):

1. Uma entrada para magnitude e sua qualidade.
2. Uma entrada para ângulo e sua qualidade.

Os algoritmos de detecção de eventos da UTR XTORM determinam que uma mesma variável de qualidade não pode ser inserida em entradas diferentes da tabela de pontos internos. Caso esta condição seja violada, um erro de compilação é gerado. Consequentemente, é necessário definir variáveis de qualidade separadas para magnitude e ângulo, como pode ser observado nas estruturas de dados para medições complexas definidas anteriormente na seção 3.2.6.1 (pág. 90).

Entretanto, deve-se fazer com que as qualidades (magnitude e ângulo) mapeadas no servidor IEC 61850 tenham o mesmo valor, para evitar conflitos. Para tanto, as qualidades usadas nestes dois pontos internos devem ter valores iguais (apesar de estarem alocadas em variáveis diferentes). Ou seja, sugere-se utilizar a função genérica *MergeQuality*, que retorna uma qualidade combinada a partir de duas qualidades individuais. As qualidades individuais podem ser lidas a partir das entradas analógicas ou medidores utilizados para as medições de magnitude e ângulo.

3.2.7 Utilização de Indicações Digitais

Nas subseções seguintes serão descritas como são configuradas as indicações digitais através de sua estrutura de dados e através de um servidor IEC 61850.

3.2.7.1 Estruturas de Dados

As Indicações digitais acessadas pelo *Function Block* podem ser representadas por uma das seguintes estruturas de dados:

1. SPS_IEC61850: aplica-se as indicações simples, com valor e qualidade.
2. DPS_IEC61850: aplica-se as indicações duplas, com valor e qualidade.

As estruturas de dados SPS e DPS são mostradas nas Figuras 3.24 e 3.25 a seguir.

```

TYPE SPS_IEC61850 :
STRUCT
    bVal : BOOL;           // Valor
    q : QUALITY;           // Qualidade
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.24 – ESTRUTURA DE DADOS – SPS_IEC-61850

Fonte: O autor

```

TYPE DPS_IEC61850 :
STRUCT
    dVal : DBP;           // Valor do ponto duplo (campos ON e OFF)
    q : QUALITY;           // Qualidade do ponto duplo
END_STRUCT
END_TYPE

```

FIGURA 3.25 – ESTRUTURA DE DADOS – DPS_IEC-61850

Fonte: O autor

Na estrutura DPS_IEC61850, o tipo DBP é uma estrutura com dois campos do tipo BOOL (ON e OFF), e o significado do valor do ponto duplo pode ser resumido como no Quadro 3.5 ilustrado a seguir.

QUADRO 3.5 – ESTRUTURA DPS-IEC 61850

| dVal.ON | dVal.OFF | Significado do valor do ponto duplo |
|---------|----------|-------------------------------------|
| FALSE | FALSE | Posição intermediária |
| FALSE | TRUE | Posição aberta |
| TRUE | FALSE | Posição fechada |
| TRUE | TRUE | Falha |

3.2.7.2 Indicações Digitais Reportadas via Servidor IEC 61850

Caso uma indicação digital utilizada pelo *Function Block* seja reportada via servidor IEC 61850, algumas ações serão necessárias:

1. Caso esta indicação digital seja calculada por este FB, ou calculada por outra POU desenvolvida pelo usuário dentro da UTR XTORM, deve-se criar uma entrada na tabela de pontos internos (aba “Pontos Internos” da CPU HX3040) para vincular suas variáveis de valor e qualidade.
2. Por outro lado, caso esta indicação digital seja lida a partir de um cartão de entradas digitais, ou a partir de um IED, já existe um vínculo implícito entre suas

variáveis de valor e qualidade, sendo desnecessário criar uma entrada na tabela de pontos internos.

3. A variável de valor da indicação deve ser mapeada no valor do objeto de dados correspondente, na aba “IEC 61850 Variables Mapping” do IEC_61850_Server.
4. A variável de qualidade da indicação não precisa ser mapeada na qualidade do objeto de dados correspondente. Isto é feito automaticamente, pois existe um vínculo entre as variáveis de valor e qualidade.

3.3 DESCRIÇÃO DOS *FUNCTION BLOCKS* ASSOCIADOS AOS *LOGICAL NODES*

Neste momento serão descritos os ajustes, I/O e funcionamento dos *Function Blocks* FB_LLNO associado ao nó lógico “zero” e FB_SIML associado ao nó lógico “supervisão do meio de isolamento líquida” na normatização IEC 61850.

3.3.1 FB_LLNO associado ao *Logical Node* Zero (LLNO)

O *function block* FB_LLNO está associado ao nó lógico LLNO. Este *logical node* trata de aspectos comuns a todos os demais nós lógicos instanciados na UTR XTORM. Apenas uma instância deste LN é permitida na UTR XTORM.

3.3.1.1 Ajustes do LN

Depois de instanciar o *logical node* LLNO no IEC 61850 Server, devem ser adicionados manualmente os seguintes objetos de dados LockKey, Loc, LocSta e MltLev.

Para o objeto de dados LocSta, deve-se adicionar manualmente o atributo de dados stVal. Outros atributos de dados acabam sendo adicionados em conjunto, e devem ser mantidos. Em seguida, deve-se clicar com o botão direito sobre o dispositivo lógico (*Logical Devices*), e gerar o código, desta forma, serão geradas as POU e estruturas de dados associadas ao nó lógico.

3.3.1.2 Descrição do FB_LLNO

3.3.1.2.1 Entradas

A entrada ptLLN0 é um ponteiro para a instância única do nó lógico LLN0. É do tipo POINTER TO LN_IEC61850_LLN0.

3.3.1.2.2 Entradas/Saídas (Bidirecionais)

A entrada/saída bidirecional diMod é uma variável persistente que armazena o modo do LLN0 (objeto de dados Mod). É do tipo DINT. Seu valor em caso de falha de persistência é igual a 1 (MOD_IEC61850_ON).

A entrada/saída bidirecional bMltLev é uma variável persistente que armazena o valor de múltiplos níveis da autoridade de controle (objeto de dados MltLev). É do tipo BOOL. Seu valor em caso de falha de persistência é FALSE.

A entrada/saída bidirecional lrLocRem é uma estrutura de dados persistente que armazena o valor dos objetos de dados LockKey, Loc e LocSta, utilizados para determinar a autorização de comandos em local/remoto. É do tipo LOC_REM_IEC61850. Seu valor em caso de falha de persistência é FALSE para os 3 campos da estrutura.

3.3.1.2.3 Saídas

As saídas uiErroFatal são códigos de erros fatais do *function block* que impedem a execução do FB. São do tipo UINT. Seus valores possíveis são 0 (sem erros), 1 (ponteiro ptLLN0 nulo) e 2 (diMod fora do intervalo 1 (MOD_IEC61850_ON) a 5 (MOD_IEC61850_OFF)).

3.3.1.2.4 Funcionamento

- Consistência de Erros Fatais

No início da execução do *function block* suas entradas são consistidas, podendo gerar códigos de erro fatais na saída uiErroFatal. Caso algum erro seja detectado em uiErroFatal, o *function block* termina sua execução imediatamente.

- Código Principal

O código principal, basicamente calcula Beh do nó lógico zero LLN0, que neste caso é simplesmente igual ao Mod do LLN0.

- Gerenciamento de Alterações

O *function block* gerencia alterações em alguns objetos de dados (Mod, MltLev, LocKey, Loc e LocSta). Alguns destes objetos de dados podem ser alterados somente pela lógica da UTR XTORM (LocKey e Loc). Os demais objetos de dados podem ser alterados tanto pela lógica da UTR XTORM como por um cliente IEC 61850 prevalecendo a última alteração (Mod, MltLev e LocSta).

- Influência de objetos de dados do LLN0 sobre outros Nós Lógicos

É importante ressaltar que alguns objetos de dados do LLN0 são considerados nos *function blocks* de outros Nós Lógicos. O objeto Mod (mode) de LLN0 influencia no cálculo de Beh (*behaviour*) dos demais Nós Lógicos, e consequentemente na autorização para determinadas funcionalidades dos Nós Lógicos, tais como externar comandos (atuar em saídas). Discutido na seção 3.2.3 (pág. 81). O objeto MltLev.setVal de LLN0 influencia na autorização de comandos em função de sua origem. Discutido na seção 3.2.2 (pág. 78).

3.3.1.3 Variáveis Persistentes

As seguintes variáveis persistentes devem ser declaradas em PersistentVars e serem atribuídas aos parâmetros de entrada/saída (bidirecionais) do *function block*. A variável Mod.stVal do LLN0 é atribuída ao parâmetro diMod do tipo DINT. A variável MltLev.setVal do LLN0 é atribuída ao parâmetro bMltLev do tipo BOOL. As estruturas de dados LocKey.stVal, Loc.stVal e LocSta.stVal do LLN0 são atribuídas ao parâmetro lrLocRem do tipo LOC_REM_IEC61850.

3.3.2 FB_SIML Associado ao *Logic Node* Supervisão do Meio de Isolação Líquida (SIML)

O *function block* FB_SIML está associado ao nó lógico SIML. Esta função reporta o estado de diversas medições analógicas e indicações digitais relacionadas à supervisão do meio de isolamento líquido (por exemplo: óleo) em dispositivos elétricos (por exemplo: transformadores de potência).

As medições analógicas devem ser informadas através de parâmetros de entrada do *function block*. Elas podem ser obtidas através de entradas analógicas,

medidores inteligentes ou podem ser calculadas pelo usuário. Caso seja utilizada uma entrada analógica em escala de campo, pode-se utilizar o recurso de conversão de unidades de engenharia (aba *Conversão de Engenharia* da CPU HX3040) na UTR XTORM.

Algumas das indicações digitais são informadas diretamente através de parâmetros de entrada do *function block*. Estas podem ser obtidas a partir de entradas digitais, sensores inteligentes ou podem ser calculadas pelo usuário.

Outras indicações digitais são parâmetros de saída do *function block*, calculadas pelo FB a partir de níveis de alarme e histerese relacionados com medições analógicas informadas a partir de parâmetros de entrada do FB.

As entradas *spsInsAlm*, *spsInsBlk* e *spsInsTr* poderão ser calculadas externamente, antes da chamada do *function block*. Alternativamente poderão ser calculadas internamente ao *function block*. As entradas *spsGasInsAlm*, *spsGasInsTr* e *spsGasFlwTr* tipicamente podem ser obtidas de um relé *Buchholz*.

3.3.2.1 Ajustes do LN

Depois de instanciar o Nó lógico SIML no IEC 61850 Server, devem ser adicionados manualmente os seguintes objetos de dados Tmp, Lev, Pres, H2O, H2OTmp, H2, InsBlk, InsTr, TmpAlm, PresTr, PresAlm, GasInsAlm, GasInsTr, GasFlwTr, InsLevMax, InsLevMin, H2Alm e MstAlm.

Para os objetos de dados Tmp, Lev, Pres, H2O, H2OTmp e H2, deve-se adicionar manualmente o atributo de dados db. Outros atributos de dados acabam sendo adicionados em conjunto e devem ser mantidos. Em seguida deve-se clicar com o botão direito sobre o Dispositivo Lógico (*Logic Device*), e gerar o código, sendo então geradas as POU's e estruturas de dados associadas ao nó lógico.

3.3.2.2 Descrição do FB_SIML

3.3.2.2.1 Entradas

A entrada *ptLN* é um ponteiro para a instância correspondente ao nó lógico SIML. É do tipo *POINTER TO LN_IEC61850_SIML*.

A entrada *ptLLN0* é um ponteiro para a instância única do nó lógico LLN0. É do tipo *POINTER TO LN_IEC61850_LLN0*.

A entrada `spsInsAlm` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `InsAlm`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `spsInsBlk` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `InsBlk`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `spsInsTr` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `InsTr`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `spsGasInsAlm` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `GasInsAlm`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `spsGasInsTr` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `GasInsTr`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `spsGasFlwTr` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `GasFlwTr`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `spsMstAlm` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `MstAlm`. É do tipo `SPS_IEC61850`.

A entrada `mvTmp` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `Tmp`. É do tipo `MV_IEC61850`.

A entrada `mvLev` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `Lev`. É do tipo `MV_IEC61850`.

A entrada `mvPres` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `Pres`. É do tipo `MV_IEC61850`.

A entrada `mvH2O` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `H2O`. É do tipo `MV_IEC61850`.

A entrada `mvH2OTmp` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `H2OTmp`. É do tipo `MV_IEC61850`.

A entrada `mvH2` é um valor que deve ser reportado no objeto de dados `H2`. É do tipo `MV_IEC61850`.

A entrada `ahTmpAlm` é uma estrutura de dados que armazena o nível de alarme e histerese (campos `rAlmLevel` e `rAlmHist`) para calcular a saída `spsTmpAlm`. É do tipo da estrutura `ALM_HIST_IEC61850`. Sua histerese deve ser maior ou igual a zero.

A entrada `ahPresTr` é uma estrutura de dados que armazena o nível de alarme e histerese (campos `rAlmLevel` e `rAlmHist`) para calcular a saída `spsPresTr`. É do tipo da estrutura `ALM_HIST_IEC61850`. Sua histerese deve ser maior ou igual a zero.

A entrada `ahPresAlm` é uma estrutura de dados que armazena o nível de alarme e histerese (campos `rAlmLevel` e `rAlmHist`) para calcular a saída `spsPresAlm`. É do tipo da estrutura `ALM_HIST_IEC61850`. Sua histerese deve ser maior ou igual a zero.

A entrada `ahInsLevMax` é uma estrutura de dados que armazena o nível de alarme e histerese (campos `rAlmLevel` e `rAlmHist`) para calcular a saída `spsInsLevMax`. É do tipo da estrutura `ALM_HIST_IEC61850`. Sua histerese deve ser maior ou igual a zero.

A entrada `ahInsLevMin` é uma estrutura de dados que armazena o nível de alarme e histerese (campos `rAlmLevel` e `rAlmHist`) para calcular a saída `spsInsLevMin`. É do tipo da estrutura `ALM_HIST_IEC61850`. Sua histerese deve ser maior ou igual a zero.

A entrada `ahH2Alm` é uma estrutura de dados que armazena o nível de alarme e histerese (campos `rAlmLevel` e `rAlmHist`) para calcular a saída `spsH2Alm`. É do tipo da estrutura `ALM_HIST_IEC61850`. Sua histerese deve ser maior ou igual a zero.

A entrada `rDT` é um período de chamada cíclica do function block. É do tipo `REAL`. Sua unidade é “s” e sua faixa de medida é 0.001 a 10.0.

A entrada `bPersistClientCF` é dual. Se `TRUE`, indica que as estruturas de dados atribuídas aos parâmetros de entrada/saída “cfxxx” são armazenadas em área persistente e podem ser modificadas tanto pelo cliente IEC 61850 como pela lógica. Se `FALSE`, indica que estas estruturas de dados não são armazenadas em área persistente, e podem ser modificadas apenas pela lógica. É do tipo `BOOL`.

3.3.2.2.2 Entradas/Saídas (Bidirecionais)

A entrada/saída bidirecional `diMod` é uma variável persistente que armazena o modo de operação (objeto de dados `Mod`). É do tipo `DINT`. Seu valor em caso de falha de persistência é igual a 1 (`MOD_IEC61850_ON`).

A entrada/saída bidirecional `cfTmp` é uma estrutura de dados que armazena o tipo e o valor do *deadband*, *ranges* mínimo e máximo, *ranges* HH/H/L/LL e o limite de zeramentos relativos ao objeto de dados `Tmp`. É do tipo da estrutura `CF_ANLG_IEC61850`.

A entrada/saída bidirecional `cfLev` é uma estrutura de dados que armazena o tipo e o valor do *deadband*, *ranges* mínimo e máximo, *ranges* HH/H/L/LL e o limite de

zeramentos relativos ao objeto de dados Lev. É do tipo da estrutura CF_ANLG_IEC61850.

A entrada/saída bidirecional cfPres é uma estrutura de dados que armazena o tipo e o valor do *deadband*, *ranges* mínimo e máximo, *ranges* HH/H/L/LL e o limite de zeramentos relativos ao objeto de dados Pres. É do tipo da estrutura CF_ANLG_IEC61850.

A entrada/saída bidirecional cfH2O é uma estrutura de dados que armazena o tipo e o valor do *deadband*, *ranges* mínimo e máximo, *ranges* HH/H/L/LL e o limite de zeramentos relativos ao objeto de dados H2O. É do tipo da estrutura CF_ANLG_IEC61850.

A entrada/saída bidirecional cfH2OTmp é uma estrutura de dados que armazena o tipo e o valor do *deadband*, *ranges* mínimo e máximo, *ranges* HH/H/L/LL e o limite de zeramentos relativos ao objeto de dados H2OTmp. É do tipo da estrutura CF_ANLG_IEC61850.

A entrada/saída bidirecional cfH2 é uma estrutura de dados que armazena o tipo e o valor do *deadband*, *ranges* mínimo e máximo, *ranges* HH/H/L/LL e o limite de zeramentos relativos ao objeto de dados H2. É do tipo da estrutura CF_ANLG_IEC61850.

3.3.2.2.3 Saídas

As saídas do tipo uiErroFatal são códigos de erros fatais do *function block* que impedem a execução do *function block*. São do tipo UINT. Seus valores de referência são 0 (sem erros), 1 (ponteiro ptLN nulo), 2 (ponteiro ptLLN0 nulo), 3 (diMod fora do intervalo 1 (MOD_IEC61850_ON) a 5 (MOD_IEC61850_OFF) e 4 (rDT fora da faixa aceitável)).

As saídas do tipo uiErroEvt são códigos de erros do *function block* que não impedem a execução do *function block*, mas impedem a execução da geração de eventos no atributo mag.f dos objetos de dados Tmp, Lev, Pres, H2O, H2OTmp e H2. São do tipo UINT e seus valores possíveis são 0 (sem erros), 1 (erros de consistência padrão em cfTmp), 2 (erros de consistência padrão em cfLev), 3 (erros de consistência padrão em cfPres), 4 (erros de consistência padrão em cfH2O), 5 (erros de consistência padrão em cfH2OTmp) e 6 (erros de consistência padrão em cfH2). Discutido na seção 3.2.4.4 (pág. 88) nesta tese.

As saídas do tipo `uiErroAlm` são códigos de erros do *function block* que não impedem a execução do *function block*, mas impedem o cálculo de alarmes. São do tipo `UINT` e seus valores possíveis são 0 (sem erros), 1 (`ahTmpAlm.rAlmHist` tem valor negativo), 2 (`ahPresTr.rAlmHist` tem valor negativo), 3 (`ahPresAlm.rAlmHist` tem valor negativo), 4 (`ahInsLevMax.rAlmHist` tem valor negativo), 5 (`ahInsLevMin.rAlmHist` tem valor negativo) e 6 (`ahH2Alm.rAlmHist` tem valor negativo).

As saídas do tipo `spsTmpAlm` tem valor reportado no objeto de dados `TmpAlm`. São do tipo `SPS_IEC61850`.

As saídas do tipo `spsPresTr` possuem valor que deve ser reportado no objeto de dados `PresTr`. São do tipo `SPS_IEC61850`.

As saídas do tipo `spsPresAlm` tem valor que deve ser reportado no objeto de dados `PresAlm`. São do tipo `SPS_IEC61850`.

As saídas do tipo `spsInsLevMax` possuem valor que deve ser reportado no objeto de dados `InsLevMax`. São do tipo `SPS_IEC61850`.

As saídas do tipo `spsInsLevMin` tem valor que deve ser reportado no objeto de dados `InsLevMin` e são do tipo `SPS_IEC61850`.

As saídas do tipo `spsH2Alm` possuem valor que deve ser reportado no objeto de dados `H2Alm` e são do tipo `SPS_IEC61850`.

3.3.2.2.4 Funcionamento

- Consistência de Erros Fatais

No início da execução do *function block* suas entradas são consistidas, podendo gerar códigos de erro fatais na saída `uiErroFatal`. Caso algum erro seja detectado em `uiErroFatal`, o *function block* termina sua execução imediatamente.

- Indicações Digitais Reportadas Diretamente

Os parâmetros de entrada `spsInsAlm`, `spsInsBlk`, `spsInsTr`, `spsGasInsAlm`, `spsGasInsTr`, `spsGasFlwTr` e `spsMstAlm` devem ser reportados diretamente para os respectivos objetos de dados (`InsAlm`, `InsBlk`, `InsTr`, `GasInsAlm`, `GasInsTr`, `GasFlwTr` e `MstAlm`) sem nenhuma modificação. Para tanto, devem seguir as orientações descritas nas seções 3.3.2.4 (pág. 105) e 3.3.2.5 (pág. 106) seguintes.

▪ Medições Analógicas Reportadas

As medições analógicas correspondentes aos parâmetros de entrada mvTmp, mvLev, mvPres, mvH2O, mvH2OTmp e mvH2 devem ser reportadas diretamente para os respectivos objetos de dados (Tmp, Lev, Pres, H2O, H2OTmp e H2), sem nenhuma modificação. Para tanto, devem seguir as orientações descritas nas seções 3.3.2.4 (pág. 105) e 3.3.2.5 (pág. 106) seguintes.

A partir das configurações em cfxxx (cfTmp, cfLev, cfPres, cfH2O, cfH2OTmp e cfH2), o *function block* executa a geração de eventos, o cálculo do enumerável *range* e o forçamento de valor zero, conforme descrito na seção 3.2.4 (pág. 83).

▪ Cálculo de Alarmes

As seguintes saídas são calculadas pelo *function block* comparando medições analógicas com níveis de alarme e histerese (seção 3.2.6 - pág. 90):

- Saída spsTmpAlm: relacionada à medição mvTmp e níveis de alarme/histerese ahTmpAlm. A saída indica alarme de temperatura alta, e deve ser reportada no objeto de dados TmpAlm.
- Saída spsPresTr: relacionada à medição mvPres e níveis de alarme/histerese ahPresTr. A saída indica trip/alarme de pressão alta, e deve ser reportada no objeto de dados PresTr.
- Saída spsPresAlm: relacionado à medição mvPres e níveis de alarme/histerese ahPresAlm. A saída indica alarme de pressão alta, e deve ser reportada no objeto de dados PresAlm.
- Saída spsInsLevMax: relacionada à medição mvLev e níveis de alarme/histerese ahInsLevMax. A saída indica alarme de nível alto, sendo copiada para o objeto de dados InsLevMax.
- Saída spsInsLevMin: relacionada à medição mvLev e níveis de alarme/histerese ahInsLevMin. A saída indica alarme de nível baixo, e deve ser reportada no objeto de dados InsLevMin.
- Saída spsH2Alm: relacionada à medição mvH2 e níveis de alarme/histerese ahH2Alm. A saída indica alarme de H2 alto, e deve ser reportada no objeto de dados H2Alm.

As configurações de nível de alarme e histerese são consistidas, podendo gerar códigos de erro na saída uiErroAlm. Caso algum erro seja detectado em uiErroAlm, o *function block* não calcula alarmes para nenhum dos objetos de dados mencionados. As qualidades destas saídas de alarme são copiadas a partir da qualidade da medição analógica correspondente. Para reportar estas saídas para os respectivos objetos de dados, adotar as orientações descritas nas seções 3.3.2.4 (pág. 105) e 3.3.2.5 (pág. 106) seguintes.

- Influência de *Mode* e *Behaviour*

O valor do objeto de dados Beh deste nó lógico é calculado a partir de Mod deste *Logical Node* e também de Mod do nó lógico LLN0. O objeto de dados Beh tem as seguintes influências sobre o comportamento deste *function block*. As seguintes saídas do *function block* são desligadas quando Beh for diferente de “on” (spsTmpAlm, spsPresTr, spsPresAlm, spsInsLevMax, spsInsLevMin e spsH2Alm).

- Influência de Local / Remoto

Para este *function block*, o conceito local/remoto é desconsiderado. Portanto, são autorizados comandos vindos de clientes em todos os níveis (“bay”, “station” ou “network control center”).

- Exceções

Um conjunto de exceções deve ser observado:

- Valores não nulos reportados pela saída uiErroFatal indicam que o *function block* não está sendo executado devido a erros encontrados nos parâmetros de entrada.
- Valores não nulos reportados pela saída uiErroEvt indicam que o *function block* não gera eventos, nem calcula o enumerável *range*, e nem executa zeramentos para os objetos de dados Tmp, Lev, Pres, H2O, H2OTmp e H2.
- Valores não nulos reportados pela saída uiErroAlm indicam que o *function block* não calcula alarmes para as saídas spsTmpAlm, spsPresTr, spsPresAlm, spsInsLevMax, spsInsLevMin e spsH2Alm.

3.3.2.3 Variáveis Persistentes

As seguintes variáveis persistentes devem ser declaradas em PersistentVars, e devem ser atribuídas aos parâmetros de entrada/saída (bidirecionais) do *function block*. A variável modo de operação do nó lógico é atribuída ao parâmetro diMod e é do tipo DINT. Caso a variável bPersistClientCF seja do tipo TRUE, então:

- A estrutura de dados com *deadbands* e *ranges* é atribuída ao parâmetro cfTmp e é do tipo CF_ANLG_IEC61850.
- A estrutura de dados com *deadbands* e *ranges* é atribuída ao parâmetro cfLev e é do tipo CF_ANLG_IEC61850.
- A Estrutura de dados com *deadbands* e *ranges* é atribuída ao parâmetro cfPres e é do tipo CF_ANLG_IEC61850.
- A estrutura de dados com *deadbands* e *ranges* é atribuída ao parâmetro cfH2O e é do tipo CF_ANLG_IEC61850.
- A estrutura de dados com *deadbands* e *ranges* é atribuída ao parâmetro cfH2OTmp e é do tipo CF_ANLG_IEC61850.
- A estrutura de dados com *deadbands* e *ranges* é atribuída ao parâmetro cfH2 e é do tipo CF_ANLG_IEC61850.

3.3.2.4 Pontos Internos

O valor e qualidade das seguintes variáveis devem ser mapeados na aba “Pontos Internos” do HX3040. Caso o valor e qualidade destas variáveis não tenha sido declarado em PersistentVars (variáveis persistentes), então deve-se declará-los em uma lista global de variáveis - GVL (por exemplo, GVL_Pontos_Internos). O Quadro 3.6 a seguir ilustra as variáveis mapeadas com valor e qualidade.

QUADRO 3.6 – VARIÁVEIS COM VALOR E QUALIDADE MAPEADOS

| Variável com valor | Variável com qualidade |
|--|---|
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsAlm.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsAlm.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsBlk.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsBlk.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsTr.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsTr.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasInsAlm.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasInsAlm.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasInsTr.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasInsTr.q |

| | |
|---|--|
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasFlwTr.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasFlwTr.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsMstAlm.bVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsMstAlm.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvTmp.rMag | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvTmp.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvLev.rMag | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvLev.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvPres.rMag | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvPres.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2O.rMag | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2O.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2OTmp.rMag | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2OTmp.q |
| Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2.rMag | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2.q |
| Variável copiada do parâmetro de saída spsTmpAlm.bVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsTmpAlm.q |
| Variável copiada do parâmetro de saída spsPresTr.bVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsPresTr.q |
| Variável copiada do parâmetro de saída spsPresAlm.bVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsPresAlm.q |
| Variável copiada do parâmetro de saída spsInsLevMax.bVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsInsLevMax.q |
| Variável copiada do parâmetro de saída spsInsLevMin.bVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsInsLevMin.q |
| Variável copiada do parâmetro de saída spsH2Alm.bVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsH2Alm.q |

3.3.2.5 Mapeamento de variáveis - IEC 61850 *Variables Mapping*

Nesta seção está ilustrado o mapeamento de variáveis utilizando a modelagem de referência da normatização IEC 61850. Na aba do servidor IEC 61850 deve-se incluir os mapeamentos conforme ilustra o quadro 3.7 a seguir.

QUADRO 3.7 – MAPEAMENTO DE VARIÁVEIS IEC 61850

| Variável IEC 61850 | Variável Original |
|--|--|
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbInsAlm.stVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsAlm.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbInsBlk.stVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsBlk.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbInsTr.stVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsInsTr.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbGasInsAlm.stVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasInsAlm.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância | Variável atribuída ao parâmetro |

| | |
|---|---|
| do LN SIML>.fbGasInsTr.stVal | de entrada spsGasInsTr.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbGasFlwTr.stVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsGasFlwTr.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbMstAlm.stVal | Variável atribuída ao parâmetro de entrada spsMstAlm.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbTmp.instMag.f | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvTmp.rMag |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbLev.instMag.f | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvLev.rMag |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbPres.instMag.f | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvPres.rMag |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbH2O.instMag.f | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2O.rMag |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbH2OTmp.instMag.f | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2OTmp.rMag |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbH2.instMag.f | Variável atribuída ao parâmetro de entrada mvH2.rMag |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbTmpAlm.stVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsTmpAlm.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbPresTr.stVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsPresTr.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbPresAlm.stVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsPresAlm.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbInsLevMax.stVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsInsLevMax.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbInsLevMin.stVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsInsLevMin.bVal |
| gfbIEC61850_LogicalDevice.<instância do LN SIML>.fbH2Alm.stVal | Variável copiada do parâmetro de saída spsH2Alm.bVal |

3.4 HADRON XTORM

Esta seção apresenta a Unidade Terminal Remota – UTR HADRON XTORM, desenvolvida pela empresa ALTUS e utilizada em campo na subestação do Pilarzinho (COPEL), como objeto de estudo desta tese.

A UTR Hadron Xtorm possui uma arquitetura versátil e inteligente, proporcionando modularidade de I/O, opções de redundância, protocolos de comunicação como a IEC 61850, implementação de lógica em conformidade com a norma IEC 61131-3, sendo uma UTR para todas as aplicações de controle e supervisão de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como usinas hidrelétricas e subestações de energia.

Este equipamento pode atender grandes áreas geográficas (por exemplo, Usinas e Subestações) e possui aplicações e funções para lógica, supervisão e telemetria. Apresenta convenção na norma IEC 61850 podendo utilizar vários protocolos de comunicação (por exemplo, GOOSE, MMS, DNP3 e MODBUS). Sua principal função especial é a possibilidade de utilização de sua biblioteca com *Logical Nodes* para geração e controle de subestação. A Figura 3.26 ilustra a UTR HADRON XTORM da ALTUS.



FIGURA 3.26 – UTR HADRON XTORM (BASTIDOR DE 9 POSIÇÕES)

Esta UTR tem capacidade de modularidade com barramento (bastidor) de 9 a 18 posições e expansão de módulos de entradas e saídas (E/S) analógicas e digitais. Possui alta densidade de E/S e possibilidade de troca a quente (proporcionando manutenção sem a parada da aplicação) de seus módulos. A seguir são apresentados alguns destes módulos.

3.4.1 MÓDULO HX8320

Este módulo é uma fonte de alimentação redundante (com fonte de expansão de barramento) como ilustra a Figura 3.27. Possui tensão de entrada com alimentação de 125 Vdc e potência de saída de 60W. Possui contato auxiliar para a sinalização de falhas e chaves rotatórias para a seleção do endereço do bastidor. Possui também 2 portas de rede para expansão de barramento e suporte para a utilização de fontes redundantes.



FIGURA 3.27 – MÓDULO HX8320

3.4.2 MÓDULO HX3040

O módulo HX3040 é uma unidade de processamento central IEC 61850 redundante. Possui redundância de UCPs no mesmo bastidor com 6 portas Ethernet e sincronismo de tempo com entradas e saídas IRIG-B. Possui também 2 portas seriais (RS-232 e RS-485), web server integrado para acesso aos diagnósticos e cartão de memória SD. A Figura 3.28 ilustra dois módulos HX3040.



FIGURA 3.28 – MÓDULO HX8320

3.4.3 MÓDULO HX1120 e MÓDULO HX2320

O módulo de entradas digitais HX1120 possui 32 pontos por módulo, com entradas digitais de 125 Vdc, registro de eventos com resolução de 1ms e suporte para pontos duplos. O módulo de saídas digitais HX 2320 possui 16 pontos por módulo e relés integrados no próprio módulo. Possui também suporte para pontos duplos e monitoração contínua da presença de cargas em cada uma de suas saídas.

3.4.4 MÓDULO HX6000 e MÓDULO HX6020

O módulo de entradas analógicas de tensão e corrente HX6000 possui densidade de 16 pontos por módulo e agrupamentos de 4 bornes de 10 pinos. Possui também faixas e filtros reconfiguráveis via software e conversão para as escalas de engenharia. O módulo de entrada analógica de temperatura (RTD) HX6020 possui densidade de 8 pontos por módulo e alguns tipos de sensores configuráveis via software (PT100, PT1000 e Ni100).

3.5 SIMULAÇÃO NO SOFTWARE MASTER TOOL XTORM

A seguir está ilustrado um conjunto de figuras simulando a utilização do software/configurador Master Tool Xtorm, utilizado nesta tese e no projeto de P&D USP-COPEL, desenvolvido para a subestação de distribuição de energia elétrica do Pilarzinho em Curitiba, no estado do Paraná.

A Figura 3.29 ilustra a tela de inicialização do software Master Tool Xtorm. Este software é uma ferramenta integrada de configuração, programação, simulação, depuração e parametrização inteligente (com ampla biblioteca de funções e lógicas típicas de projetos elétricos) para a unidade terminal remota Hadron Xtorm.



FIGURA 3.29 – INICIALIZAÇÃO DO SOFTWARE MASTER TOOL XTORM

O Master Tool possui vários *wizards* de configuração como tipo de linguagem, tipo de aplicação, opções de redundância e quantidade de entradas e saídas analógicas e digitais (Figura 3.30).

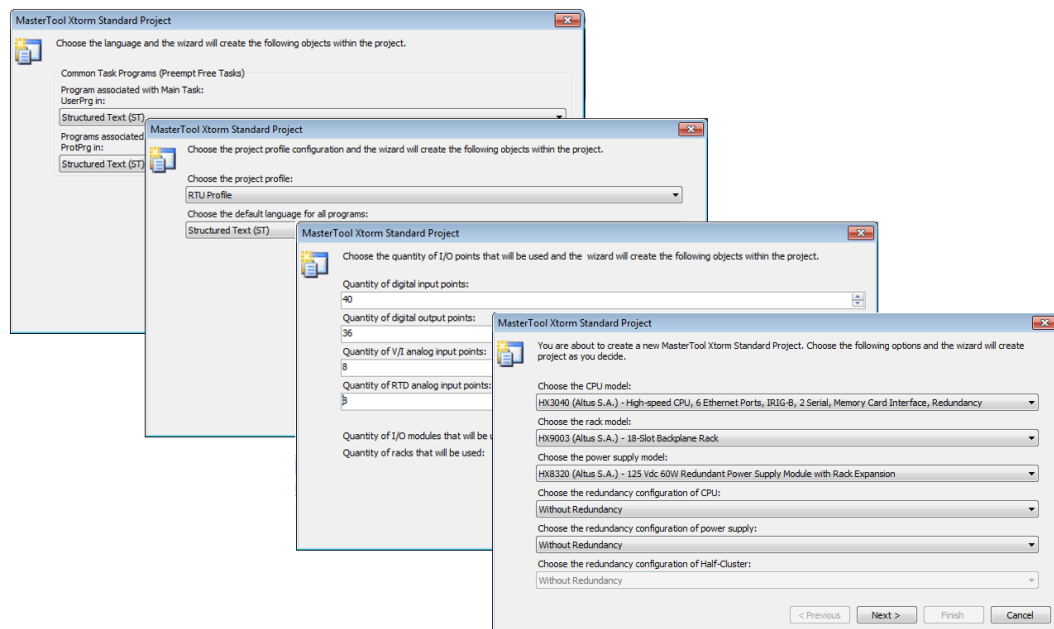


FIGURA 3.30 – WIZARDS DE CONFIGURAÇÃO

A Figura 3.31 ilustra o editor gráfico de arquitetura e configuração da UTR Hadron Xtorm no software Master Tool Xtorm, com funções de inserir e remover módulos, acesso a parametrização dos módulos e sua configuração de expansão e barramento.

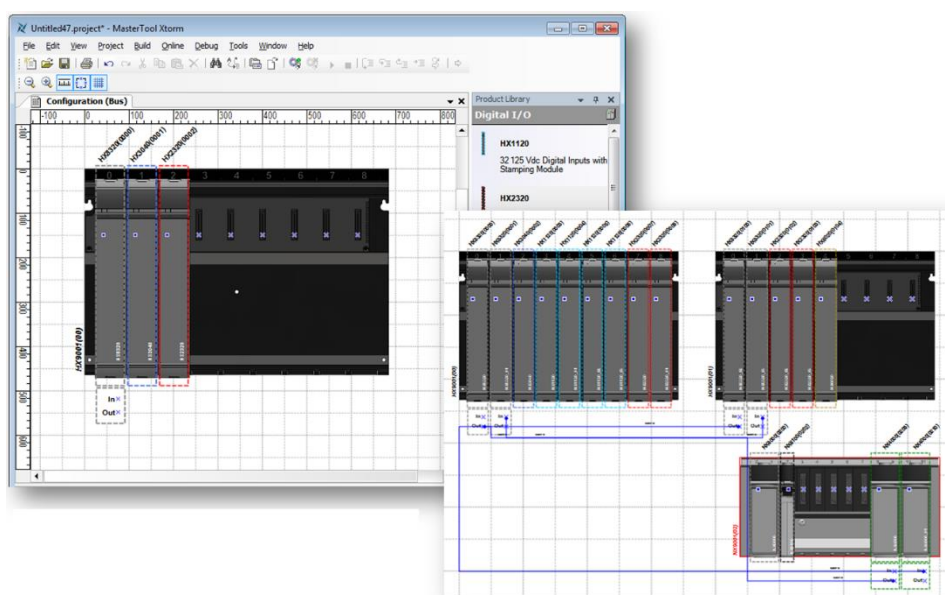


FIGURA 3.31 – UTR HADRON XTORM EM CONFIGURAÇÃO NO SOFTWARE

A Figura 3.32 ilustra a implementação do *Function Block* FB_LLNO associado ao nó lógico LLNO no software Master Tool.

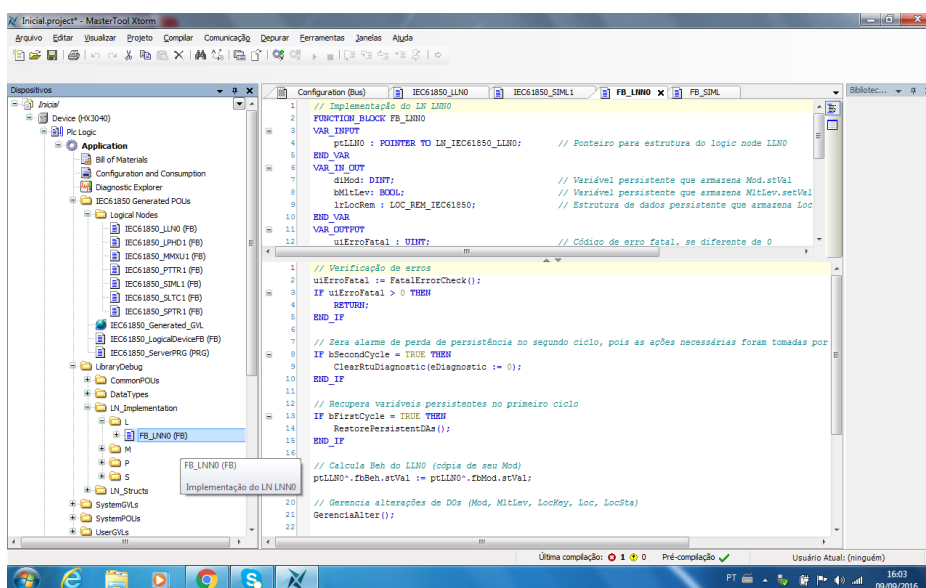


FIGURA 3.32 – IMPLEMENTAÇÃO DO FB_LLNO NO MASTER TOOL

A Figura 3.33 ilustra a implementação do *Function Block* FB_SIML (Supervisão do Meio de Isolação Líquida) associado ao nó lógico SIML no software Master Tool.

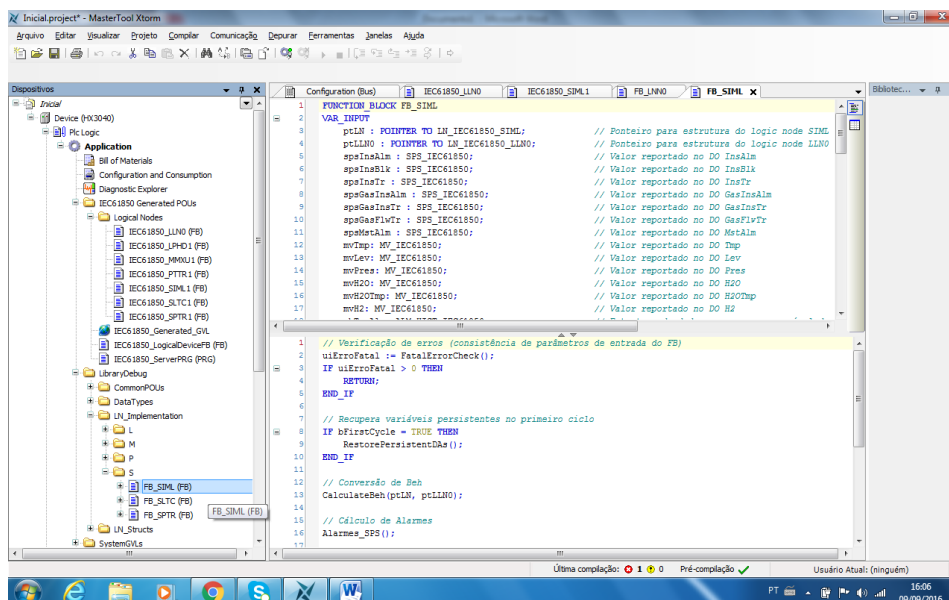


FIGURA 3.33 – IMPLEMENTAÇÃO DO FB_SIML NO MASTER TOOL

A Figura 3.34 ilustra a codificação de testes do *Function Block* FB_SIML (Supervisão do Meio de Isolação Líquida) no software Master Tool.

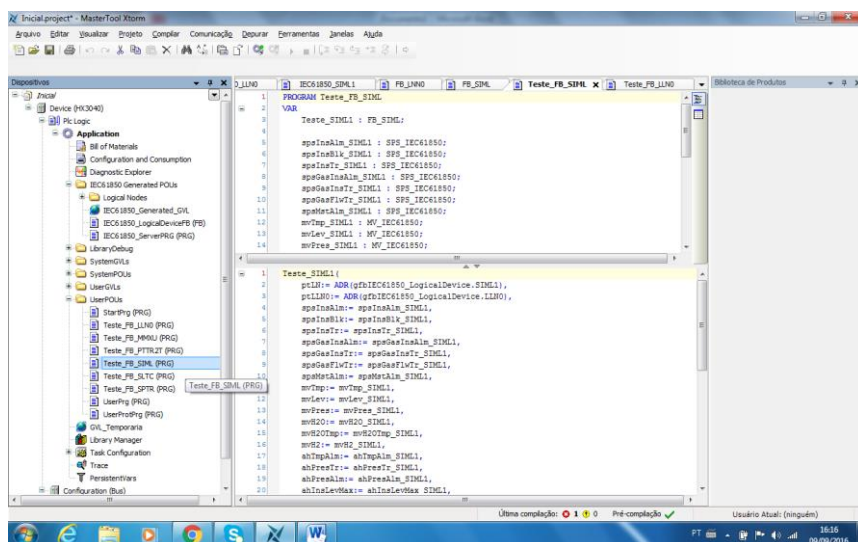


FIGURA 3.34 – CODIFICAÇÃO DE TESTES DO FB_SIML NO MASTER TOOL

A Figura 3.35 ilustra a modelagem dos nós lógicos LLN0, LPHD e SIML com seus objetos e atributos de dados no software Master Tool.

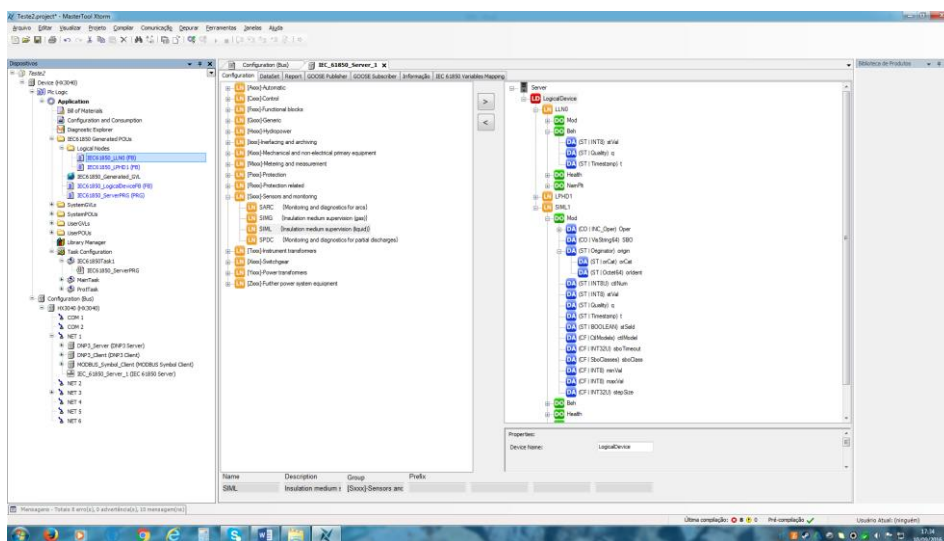


FIGURA 3.35 – MODELAGEM DE NÓS LÓGICOS NO SOFTWARE MASTER TOOL

O próximo capítulo da presente tese objetiva apresentar algumas das implementações realizadas de forma experimental, através de um modelo de monitoramento de dois transformadores de transmissão e distribuição da COPEL, para a criação de um sistema de gestão da subestação do Pilarzinho, cuja topologia foi elaborada com base na IEC 61850. A implementação utilizou a Unidade Terminal Remota HADRON XTORM – da ALTUS, IEC 61850 compatível.

CAPÍTULO IV

4 MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO

Os modelos definem informação, método de descrição e troca de informação para sistemas de monitoramento e controle. Os modelos de informação compreendem informações particulares dos equipamentos de potência, como por exemplo, medições de grandezas, contadores e situação geral de partes do equipamento. Os modelos de descrição objetivam a especificação precisa da informação, e os modelos de troca de informação permitem o acesso e resgate de dados em tempo real, relatórios de eventos (por exemplo, alarmes), autodescrição dos dispositivos com controle e monitoramento, entre outros.

Esses modelos descrevem dispositivos, e o fundamento mais relevante na descrição dos dispositivos está na definição das partes que serão reutilizáveis. Para Silva (2005), a reutilização está centrada em dois aspectos fundamentais:

1. A reutilização de uma funcionalidade em variados dispositivos por meio do domínio da aplicação (reutilização horizontal); e
2. A reutilização de uma funcionalidade na definição de uma função especial (reutilização vertical).

Desta forma, o mérito da investigação e modelagem de dispositivos está na reutilização das funções realizadas no passado, e portanto, a reutilização tem papel essencial na padronização e na minimização dos custos globais nas fases de projeto, operação, engenharia, manutenção e monitoramento de sistemas de energia.

Estas funções, por sua vez, dependem das informações do sensoriamento e de dispositivos eletrônicos online e/ou off-line presentes na área piloto do projeto. Com os nós lógicos alimentados (Apendice E - pág. 164), eles foram implementados em dispositivos eletrônicos inteligentes (IED's) utilizados no projeto (Hadron Xtorm - da ALTUS - IEC 61850 compatível), de forma experimental, e avaliados e validados em campo, com a implementação das lógicas por engenheiros especialistas da COPEL.

Objetiva-se que esses novos nós lógicos possam num futuro ser reutilizados em IED's de qualquer fabricante, para sistemas de monitoramento e supervisão de transformadores de potência.

4.1 SENSORIAMENTO

A criação dos novos grupos de nós lógicos (B) e (E), e novos nós lógicos (BIOP) e (ELTR), trouxe consigo a necessidade da utilização de *Data Objects* (novos e já existentes - reutilização). Esses novos modelos possuem sinais de sensores e dispositivos eletrônicos (*online* e/ou *off-line*), presentes no sistema implementado na área piloto do projeto. Os dados coletados por análise *off-line* (técnicas PDC e LCM), ou através de sinais de sensores (*on-line*), são transportados para a UTR Hadron-Xtorm (remota - online) através dos *Data Objects* modelados.

Objetivando ilustrar as várias camadas da proposta, desde o nível de sensoriamento, passando pelo monitoramento e diagnóstico com a indicação de ação, tomada de ação e retorno ao estado de monitoramento contínuo do equipamento (ou subsistema regenerado), foi criada na subestação da COPEL, no Pilarzinho (Curitiba-Pr) uma área para a instalação piloto, e utilizados dois equipamentos (transformadores) do patrimônio da COPEL, conforme ilustrado nas Figuras 4.1 e 4.2 a seguir.

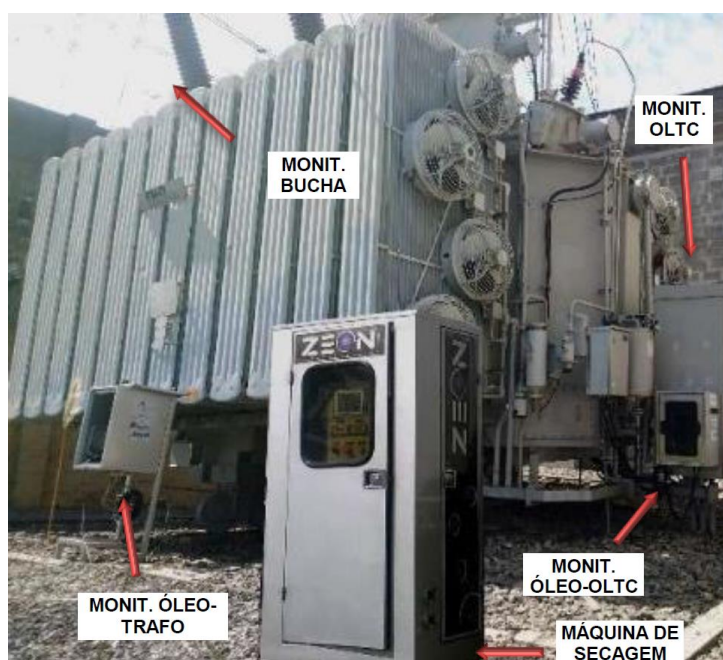


FIGURA 4.1 – SENSORIAMENTO DO TRANSFORMADOR DE 230 KV - TRA

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

A Figura 4.1 ilustra um transformador de 230 kV – COPEL – TRA, com os módulos de monitoramento *online* (óleo do trafo, bucha, OLTC e óleo – OLTC) e de

recuperação do ativo (máquina de secagem), sem a necessidade de seu desligamento.

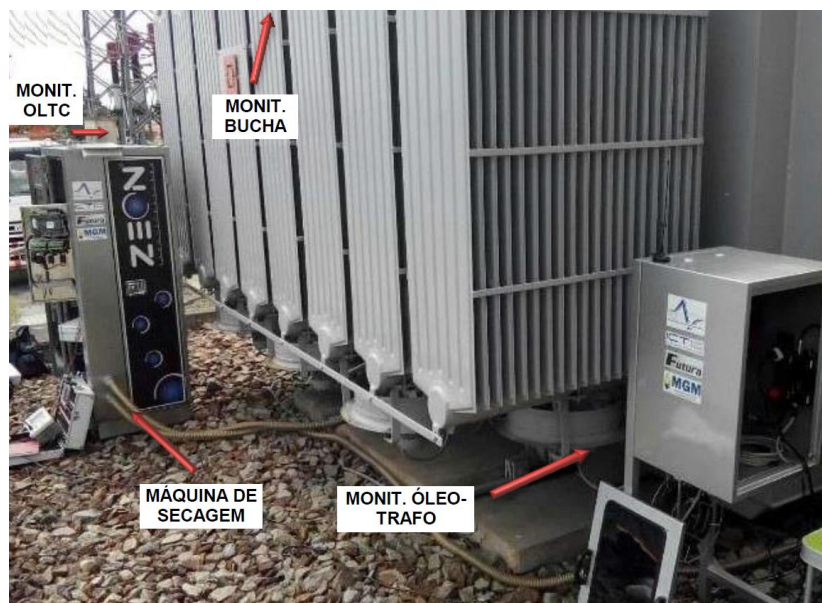


FIGURA 4.2 – SENSORIAMENTO DO TRANSFORMADOR DE 69 KV – DIS

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

A Figura 4.2 ilustra um transformador de 69 kV – COPEL – DIS, com os módulos de monitoramento *online* (óleo do Trafo, bucha, OLTC e óleo – OLTC) e de recuperação do ativo (máquina de secagem), sem a necessidade de seu desligamento.

Os grupos e nós lógicos atendem às modelagens do processo para as camadas de diagnóstico, indicação da ação a ser tomada, avaliação da eficácia e retorno ao monitoramento contínuo após finalizar a ação de regeneração do ativo. Desta forma, pôde-se construir módulos integrados para formar um modelo de gestão de ativos, beneficiando-se da norma IEC 61850 para a reutilização dos módulos e do sistema em outras implementações, além de evitar o uso indiscriminado de customizações pelo emprego de objetos genéricos da norma.

As Figuras 4.3 (pág. 117) e 4.4 (pág. 119), ilustram respectivamente, a topologia da instalação piloto do sistema de gestão de ativos com as camadas de sensoriamento, monitoramento, diagnóstico, tomada de ação de recuperação do ativo, verificação da eficácia da ação e retorno ao estado contínuo de monitoramento, e a Subestação COPEL - Pilarzinho em Curitiba no estado do Paraná.

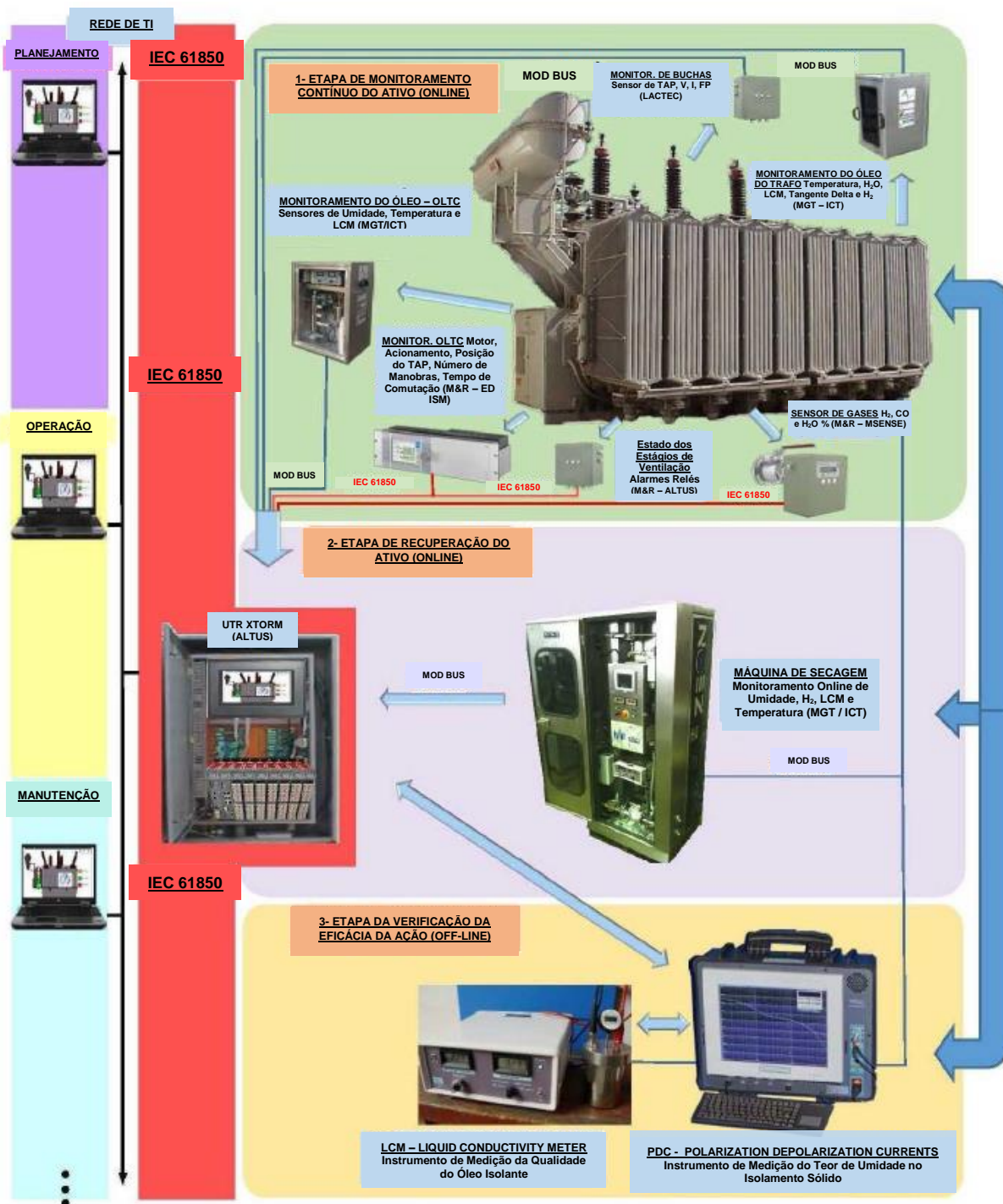


FIGURA 4.3 – TOPOLOGIA DE INSTALAÇÃO DO PROJETO DESTA TESE

Fonte: Manczak, *et al.*, SNPTEE 2017

Na camada inicial de monitoramento contínuo (*online*) do transformador, temos o sensoriamento ligado aos subsistemas Buchas, Óleo-OLTC e Óleo do Trafo, com um conjunto de grandezas monitoradas.

A Tabela 4.1 ilustra a camada 1 da Topologia do projeto.

TABELA 4.1 – CAMADA 1 DA TOPOLOGIA DO PROJETO - *ONLINE*

| CAMADA 1 - MONITORAMENTO CONTÍNUO DO ATIVO - <i>online</i> | | |
|---|-----------------------------|-----------------|
| Subsistema | Sensores e Grandezas | Empresa |
| Monitoramento de Buchas | Sensores de TAP | LACTEC |
| | Tensão (V) | |
| | Corrente (I) | |
| | FP | |
| Monitoramento do Óleo-OLTC | Sensores de Umidade | MGT e ICT |
| | Sensores de Temperatura | |
| | LCM | |
| Monitoramento do Óleo do Trafo | Temperatura | MGT e ICT |
| | H ₂ O | |
| | LCM | |
| | Tangente Delta | |
| | H ₂ | |

A camada 2 representa o conjunto de ações de recuperação do ativo, com a utilização *online* e sem o desligamento do transformador da Máquina de Secagem. A Tabela 4.2 ilustra algumas das grandezas trabalhadas na camada 2.

TABELA 4.2 – CAMADA 2 DA TOPOLOGIA DO PROJETO - *ONLINE*

| CAMADA 2 - RECUPERAÇÃO DO ATIVO - <i>online</i> | | |
|--|------------------------------|-----------------|
| Ação no Óleo | Grandezas Trabalhadas | Empresa |
| Máquina de Secagem | Umidade | MGT e ICT |
| | H ₂ | |
| | LCM | |
| | Temperatura | |

A camada 3 representa o diagnóstico neste sistema de gestão de ativos, indicando ações corretivas através das técnicas LCM (*off-line*) e PDC (*off-line*). A Tabela 4.3 a seguir ilustra a camada 3 da Topologia deste projeto.

TABELA 4.3 – CAMADA 3 DA TOPOLOGIA DO PROJETO - *OFF-LINE*

| CAMADA 3 - VERIFICAÇÃO DA EFICÁCIA DA AÇÃO - <i>off-line</i> | | |
|---|----------------|----------------|
| Ação | Técnica | Empresa |
| Medição da Qualidade do Óleo Isolante | LCM | COPEL |
| Medição do Teor de Umidade no Isolamento Sólido | PDC | COPEL |



FIGURA 4.4 – SUBESTAÇÃO DO PILARZINHO – COPEL

Fonte: o autor

Serão ilustradas, a seguir, as implementações e modelos experimentais de uma técnica não invasiva, de exatidão de avaliação da degradação do sistema de isolamento dos transformadores (espectroscopia dielétrica por corrente de polarização e despolarização – PDC e medida de condutividade do óleo isolante - LCM) e o sistema de ações corretivas composto por uma solução inovadora no procedimento de secagem de óleo isolante em dois transformadores de potência na subestação de distribuição e transmissão do Pilarzinho. A Figura 4.5 a seguir ilustra os aparelhos de análise PDC e LCM em campo (projeto de P&D USP-COPEL) utilizados nesta tese.



FIGURA 4.5 – APARELHOS DE ANÁLISE PDC E LCM – PROJETO P&D USP-COPEL

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

A seguir serão ilustradas as técnicas PDC e LCM (etapa de verificação da eficácia das ações) e a Máquina de Secagem (etapa de recuperação do ativo).

4.2 ESPECTROSCOPIA DIELÉTRICA POR CORRENTE DE POLARIZAÇÃO E DESPOLARIZAÇÃO - PDC

Esta tese discute o campo complexo da dinâmica de umidade nas implicações da determinação experimental do teor de umidade no isolamento sólido, em Transformadores de Potência. Concentra-se diretamente, na análise da resposta dielétrica, com o método não invasivo, para a determinação de umidade e envelhecimento pela “Análise PDC”, realizada em campo na subestação Pilarzinho, em paradas já programadas pela Companhia Paranaense de Energia Elétrica.

4.2.1 PDC

A teoria da Análise de Resposta Dielétrica (DRA), têm sido estudada intensamente (Kachler, 1997; Alff *et. al.*, 2000; Leibfried *et. al.*, 2002; Kachler, 2002; Zaengl, 2003; Kumar, 2011), com pesquisas direcionadas ao desenvolvimento de uma metodologia de diagnósticos. Segundo Diogo *et. al.*, (2004) são três os métodos baseados em DRA: Medição da Tensão de Retorno (RVM), Espectroscopia Dielétrica no Domínio do Tempo, com as medições das Correntes de Polarização e Despolarização (PDC) e, Espectroscopia Dielétrica no Domínio da Frequência (FDS).

Segundo Kachler (1997), após a sua pesquisa de comparação entre os métodos com um grande conjunto de transformadores novos (com diferentes projetos e especificações), o método PDC se mostrou com alta confiabilidade e aplicabilidade na determinação de umidade nos sistemas de isolamento sólido em transformadores de potência. O procedimento teórico de aplicação do método PDC pode ser visualizado na Figura 4.6 a seguir.

O processo consiste na aplicação de um degrau de 100V DC entre os enrolamentos (HV e LV) durante um período de tempo (TP), denominado tempo de polarização. Uma corrente de carga da capacitância do transformador (corrente de polarização) flui (exemplo: um pulso de corrente no momento em que se aplica a tensão). Após um tempo de polarização TP, então uma chave S muda de posicionamento e o dielétrico é curto-circuitado através de um amperímetro.

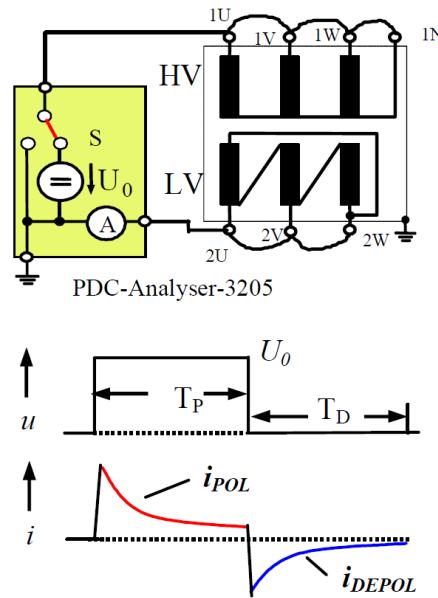


FIGURA 4.6 – PROCEDIMENTO DO MÉTODO PDC

Fonte: Diogo et. al., (2004)

A corrente de descarga salta para um valor negativo e começa a se aproximar de zero. Ambas as correntes (correntes de relaxamento) passam a ser armazenadas no aparelho analisador PDC, e desta forma, um modelo que descreve o comportamento de seu dielétrico no sistema de isolamento de transformadores é parametrizado.

A partir da função de resposta e da condutividade DC, as correntes de polarização (carga) e despolarização (descarga) podem ser derivadas. Se um sistema de isolamento com a capacitância geométrica C_0 é submetido a um degrau de tensão U_0 , então as correntes de polarização e despolarização podem ser parametrizadas pelas Equações 4.1 e 4.2 a seguir.

$$i_{pol} = C_0 U_0 \left\{ \frac{\sigma}{\epsilon_0} + f(t) \right\} \quad (4.1)$$

$$i_{depol} = -C_0 U_0 \{ f(t) - f(t + t_{pol}) \} \quad (4.2)$$

Onde t_{pol} é o comprimento do período de polarização. Se o tempo de polarização é suficientemente longo, então, $f(t + t_{pol}) = 0$, e a função de resposta é proporcional à corrente de despolarização.

Assim, o teor de umidade no sistema de isolamento sólido e a condutividade do óleo podem ser analisados através do melhor ajuste entre as correntes de relaxamento calculadas e medidas (para diferentes quantias de umidade) e associados a outras ferramentas de diagnóstico, pode-se alcançar uma metodologia confiável para se avaliar o envelhecimento deste ativo de potência.

A Figura 4.7 ilustra o aparelho de PDC do projeto P&D USP-COPEL objeto desta tese em campo.



FIGURA 4.7 – ANALISADOR PDC – PROJETO P&D USP-COPEL
Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

O método de Análise pela Medição PDC se constitui como uma importante ferramenta não destrutiva e não invasiva para avaliar corpos de isolamento sólido (envelhecimento de transformadores) e proporciona elementos confiáveis sobre as condições do sistema de isolamento, tais como: o teor de umidade contido no isolamento sólido, a tangente delta da isolação, a condutividade elétrica do óleo isolante e o seu índice de polarização.

4.3 LCM

LCM (*Liquids Conductivity Meter*) pode ser considerada uma técnica para a avaliação da qualidade de líquidos dielétricos (medidas de condutividade em líquidos). De acordo com a lei de Ohm, a condutividade em um volume é uma quantidade escalar que relaciona um campo elétrico aplicado em um material com densidade de corrente de condução gerado através dele. Para um material líquido homogêneo (submetido a um baixo campo elétrico), a condutividade é constante e depende das propriedades e constituição do material isolante líquido.

4.3.1 Método LCM

O método LCM pode ser utilizado para determinar a condutividade e permissividade relativa de líquidos isolantes a baixa temperatura, sem perturbar a sua dinâmica de equilíbrio. Para a análise de líquidos isolantes utilizados em aparelhos de potência, a condutividade é a principal causa do fator de perdas e permissividade dielétrica. Segundo Bassi *et. al.* (2008) o LCM é um acessório fundamental do analisador PDC, que possibilita medições de campo para determinar parâmetros como condutividade, tangente delta e permissividade do óleo isolante à temperatura ambiente, além de oportunizar a análise de correlação entre vários fatores da qualidade do líquido, como acidez, força dielétrica e umidade no óleo. A Figura 4.8 ilustra o medidor LCM utilizado nesta tese (projeto de P&D - USP - COPEL), pelas medições realizadas em campo na subestação Pilarzinho, em paradas já programadas pela Companhia Paranaense de Energia Elétrica.



FIGURA 4.8 – MEDIDOR DE LCM – PROJETO P&D USP-COPEL
Fonte: Relatório Técnico - Projeto PD 6491-0247/2012 - USP - COPEL

4.4 MÁQUINA DE SECAGEM

O Sistema de Secagem de Peneiras Moleculares Recicláveis como é conhecido, é uma técnica inovadora para a secagem de isolantes líquidos (óleo) em Transformadores de Potência, sem a necessidade de seu desligamento. Desta maneira, o tratamento do óleo acontece dinamicamente e de forma *online*. Este sistema, combinado com as avaliações PDC e LCM se tornam a metodologia de gestão de ativos constantes nesta pesquisa.

4.4.1 Máquina de Secagem

A remoção da umidade do óleo isolante utilizando adsorventes em uma peneira molecular torna o processo confiável e eficaz, segundo Bassi, *et. al.* (2008). O sistema de secagem é conectado a uma válvula de saída do transformador, na parte inferior do tanque principal, e desta forma, o óleo é bombeado através dos filtros do sistema e depois retorna ao transformador pela válvula de saída na parte inferior do tanque de expansão. As válvulas, por sua vez, são controladas automaticamente, para evitar qualquer tipo de vazamento do óleo isolante.

Todos os parâmetros extraídos do óleo (por exemplo, temperatura (°C), teor de água (ppm) e saturação relativa (%)), tanto na fase de entrada, quanto na fase de saída do transformador, são monitorados pelo sistema de gestão e podem ser acessados de forma remota/*online* via celular (Figura 4.9 a seguir).

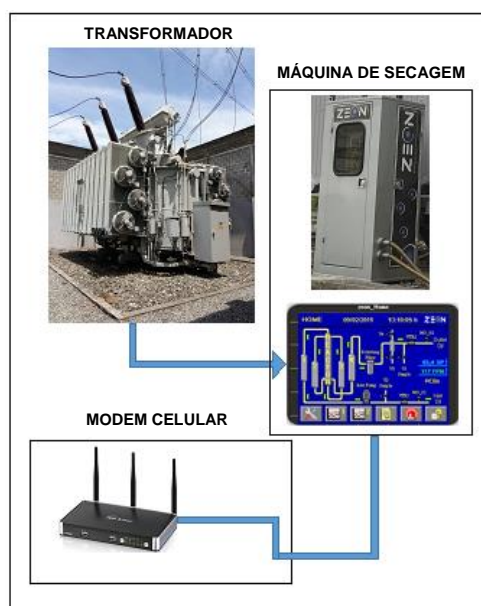


FIGURA 4.9 – DIAGRAMA DO PROCESSAMENTO DE DADOS DO SISTEMA DE SECAGEM

Fonte: o autor

O tempo de operação da máquina de secagem é dependente de um conjunto de fatores, sendo os principais: a quantidade de papel contida no transformador, seu teor de umidade, temperatura do óleo, e o volume de óleo contido no Trafo (Antonelli, 2013 e CIGRÉ, 2013). É recomendável que a vazão do óleo neste tipo de procedimento não exceda 10% do volume de óleo do transformador, desta forma, pode-se evitar a turbulência no líquido isolante, assim como, na parte ativa do transformador. A Figura 4.10 ilustra a máquina de secagem em operação e o sensoramento de ligação da máquina ao transformador de potência.



FIGURA 4.10 – MÁQUINA DE SECAGEM E SENSORIAMENTO LIGADO AO TRAFO

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

Este procedimento baseado em conceitos nano tecnológicos pode remover seletivamente as moléculas de água presentes no óleo isolante, e promover uma redução significativa da umidade na parte ativa de transformadores de potência energizados.

A normatização IEC 61850 prevê a utilização do Nó Lógico “Supervisão do Meio de Isolamento Líquido – SIML” para o controle e supervisão dos meios isolantes. Entretanto, as funções deste *Logical Node* ainda não garantem toda a cobertura de variáveis envolvidas para um preciso sistema de monitoramento. Desta forma, foram criados nesta tese dois novos nós lógicos BIOP (Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores (papel-óleo) e ELTR (Vida Útil Remanescente do Sistema de Isolamento de Transformadores), apresentando uma evolução na abrangência da aplicação da norma IEC 61850.

4.5 MODELAGEM DOS NÓS LÓGICOS BIOP E ELTR

A maioria dos sistemas de gestão de ativos existentes se limita a sensorear, supervisionar e monitorar os parques energéticos atuais. Esta tese teve como objetivo implementar módulos de prognóstico e diagnóstico, indicando níveis de alertas para o grupo de ações a serem tomadas para a recuperação do ativo (para as grandezas que indiquem a deterioração dos subsistemas do transformador a níveis críticos).

A normatização IEC 61850 possui um conjunto de nós lógicos que tratam de monitoramento, mas ainda é deficiente quanto à existência de nós lógicos direcionados as etapas de diagnóstico e demais fases relacionadas a gestão de ativos. Os nós lógicos existentes referenciam o monitoramento e estão alocados dentro do item “Supervisão” (*Logical node for supervision and monitoring – LN Group: S – IEC 61850 7.4 ed. 2*), ao passo que, poderia ser mais vantajoso separar estes itens de monitoramento de estado, diagnóstico e gestão de ativos dos grupos de supervisão, proteção e controle.

Muitas das técnicas recentes utilizadas pelas concessionárias possuem grandezas associadas que não têm seus correspondentes *Data Objects* catalogados na norma, o que justifica a criação dos novos grupos de nós lógicos, os novos nós lógicos e um novo conjunto de *Data Objects*, inaugurando assim, na norma, capítulos que possam tratar especificamente de etapas de diagnóstico, ações de recuperação do ativo e avaliação da eficácia das ações tomadas e indiretamente modelar estas fases compondo sistemas de gestão de ativos.

Esta tese inovou, dentro das soluções tradicionais de monitoramento de transformadores, as etapas de diagnóstico com indicação de ações corretivas associadas. Neste caso, as técnicas de PDC são utilizadas para quantificar a umidade na parte ativa, indicando o fator de degradação do isolamento sólido, que na etapa de monitoramento contínuo, indica necessidade ou não de uma ação de recuperação, e a mesma técnica, na etapa de verificação da eficácia da ação de recuperação do ativo, indica o momento ideal para o retorno do ativo ao estado de monitoramento contínuo. Os níveis de alarmes estabelecidos no sistema disparam ações de secagem da parte ativa que recomendam a aplicação de outra técnica inovadora, a Máquina de Secagem com filtros seletivos nano moleculares, possuindo a vantagem da não necessidade de desligamento do transformador.

Adicionalmente, foram implementados os módulos de quantificação da qualidade do óleo isolante através da técnica LCM, representando o fator de degradação do isolamento líquido que na etapa de monitoramento contínuo, indica necessidade ou não de uma ação de recuperação, e a mesma técnica, na etapa de verificação da eficácia da ação de recuperação do ativo, indica o momento ideal para o retorno do ativo ao estado de monitoramento contínuo.

Os níveis de alarmes estabelecidos no sistema podem disparar em combinação com os níveis de alarme dos valores de umidade na parte ativa da técnica PDC, por sua vez, ativando as ações de secagem do sistema papel-óleo que recomenda a aplicação da Máquina de Secagem com filtros de seletividade nano molecular. Todas as grandezas ligadas a estas técnicas de monitoramento com diagnóstico que não constam na lista da norma, foram adicionadas como desenvolvimento deste trabalho. O Quadro 4.1 ilustra o extrato capitular da parte 5 da norma IEC 61850, onde está inserida a proposta de adição dos novos nós lógicos BIOP e ELTR.

QUADRO 4.1 – PROPOSTA DE NOVOS NÓS LÓGICOS – BIOP E ELTR - IEC 61850 (PARTE 5)

| ESTRUTURA CAPITULAR COM REFERÊNCIA A NORMA IEC 61850 (PARTE 5) Proposta de adição de novos nós lógicos (BIOP) e (ELTR) | | | |
|--|--------------|--------------|--|
| 11.5 LNs Related to Primary Equipment The switchgear related logical nodes represent the power system, i.e. the world seen by the substation automation system via the I/Os. Using switchgear related LNs means a dedicated grouping of I/Os predefined according to a physical device such as a circuit breaker (see XCBR in 11.5.1). | | | |
| Table 11.5.2 – LN for Monitoring by Sensors | | | |
| Logical Node | IEC 61850- 5 | IEC c37.2-96 | Description or Comments |
| Insulation medium supervision | SIMS | | LN to supervise the insulation medium, for example the gas volumes of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding density, pressure, temperature, etc. |
| Monitoring and Diagnostic for Arcs | SARC | | LN to supervise the gas volumes of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding arcs switching or fault arcs. |
| Monitoring and Diagnostic for Partial Discharge | SPDC | | LN to supervise the gas volumes of GIS (Gas Insulated Switchgear) regarding signatures of partial discharges. |
| Transformer Insulation Degradation (oil-paper) | BIOP | | This LN is used for monitoring the degradation of solid-liquid insulation in power transformers. It is used to assess the condition of insulating paper and oil in power transformers. The insulation medium is a paper, such as Kraft, and oil (vegetal or Mineral) that are used in power transformers. |
| Transformer Expected Life | ELTR | | This LN is used for monitoring and diagnostics of ageing rate in power transformers. This logical node is used to assess the ageing condition of power transformer and considers mainly the aspects of insulation system degradation (moisture) and thermal ageing affects (temperature, current). |
| These LNs represent the mentioned sensors with their entire inputs and communication relevant behavior in the SAS. | | | |

O nó lógico BIOP foi desenvolvido para monitorar a degradação do isolamento sólido-líquido em transformadores de potência, ou seja, ele é utilizado para avaliar a condição do papel e também do óleo isolante. O meio de isolamento pode ser um papel, como kraft, ou um óleo (vegetal ou mineral).

Enquanto que o nó lógico ELTR é usado para monitorar e diagnosticar a taxa de envelhecimento em transformadores de potência, este nó lógico é utilizado para avaliar a condição de envelhecimento do transformador e considera principalmente os aspectos da degradação do sistema de isolamento (umidade) e do envelhecimento térmico (temperatura e corrente).

4.5.1 Desenvolvimento do *Logical Node* BIOP

Durante a etapa de modelamento do *Logical Node BIOP* foi necessária, adicionalmente, a criação da seguinte lista (Tabela 4.4) de novos *Data Objects*.

TABELA 4.4 – NOVOS DATA OBJECTS – NÓ LÓGICO BIOP

| Data Objects - Novo Nó Lógico BIOP | | |
|---|--|-------------------------|
| | Grandeza Monitorada | Código IEC 61850 |
| Técnica LCM | Condutividade do Óleo Isolante | OilCndct |
| | Permissividade Relativa | RIPerm |
| | Fator de Perdas do Óleo | OilLosFact |
| | Tensão Interfacial do Óleo (não vegetal) | IntfacTen |
| Técnica PDC | Umidade Percentual Relativa no Papel | MstPap |
| | Tangente Delta do Sistema Óleo-Papel | LosFact |
| | Índice de Polarização do Papel | PolInd |
| | Índice de Absorção do Papel | AbtInd |
| | Capacitância Complexa do Isolamento | CpxCapac |

Para a técnica LCM foram criados os Data Objects Condutividade do Óleo Isolante (OilCndct), Permissividade Relativa (RIPerm), Fator de Perdas do Óleo (OilLosFact) e Tensão Interfacial do Óleo (IntfacTen), e para a técnica PDC, os Data Objects Umidade Percentual Relativa no Papel (MstPap), Tangente Delta do Sistema Óleo-Papel (LosFact), Índice de Polarização do Papel (PolInd), Índice de Absorção do Papel (AbtInd) e Capacitância Complexa do Isolamento (CpxCapac).

O Quadro 4.2 a seguir ilustra a proposta de extrato capitular documentando, de acordo com as exigências da norma IEC 61850, o novo grupo de nós lógicos (B) – Diagnóstico da Degradação de Sistema de Isolamento de Transformadores e o novo

nó lógico BIOP – Degradação do Sistema de Isolamento de Transformadores Papel-Óleo (*Transformer Insulation Degradation oil-paper*).

QUADRO 4.2 – EXTRATO CAPITULAR DA PARTE 7-4 ED2 DA NORMA IEC 61850 COM PROPOSTA DE ADIÇÃO DO GRUPO (B) E DO NOVO NÓ LÓGICO BIOP (CAPÍTULO 5)

| ESTRUTURA CAPITULAR COM REFERÊNCIA A NORMA IEC 61850 (PARTE 7-4 ED.2 CAPÍTULO 5) Proposta de adição de novo Grupo de LN (B) e novo nó lógico (BIOP) | | | |
|---|-------------------------------|-------------------------------|---|
| 5.XX Logical Nodes for Diagnostic of Power Transformers Insulation Condition | | | LN Group: B |
| 5.XX.X Modelling remarks | | | |
| Table X gives the relation between IEC 61850-5 and IEC 61850-7-4 for supervision, monitoring and diagnostic of degradation for power transformer’s LNs. | | | |
| Table X – Relation between IEC 61850-5 and IEC 61850-7-4 regarding other LNs for Degradation monitoring and diagnostic of power transformer. | | | |
| Functionality | Defined in IEC 61850- 5 by LN | Modelled in IEC 61850-7 by LN | Comments |
| Insulation medium supervision | SIMS | SIML SIMG | Insulation liquid such as oil |
| Tap changer supervision | YLTC | YLTC | Drive supervision part of XCBR and XSWI |
| Supervision of operating Mechanism | XCBR XSWI | SOPM | Drive supervision part of XCBR and XSWI |
| Power transformer supervision | YPTR | YPTR | Supervision part of YPTR |
| Switch supervision | SSWI | SSWI | Supervision part of YPTR |
| Circuit breaker supervision | XCBR | SCBR | Supervision part of YPTR |
| Diagnostic of transformer insulation condition | BIOP | BIOP | Transformer insulation oil-paper synergetic degradation |

5.XX.X LN: Transformer insulation degradation (oil-paper) Name: BIOP

This LN is used for monitoring the degradation of solid-liquid insulation in power transformers. It is used to assess the condition of insulating synergetic effects between paper and oil in power transformers. The insulation medium is a paper, such as kraft, and oil (vegetal or mineral) that are used in power transformers. Refer to LN SIML and SIMG for other functions and for a more complete modelling of processes. For other measuring objects related to the same IED, a new instance of BIOP may be used. It contains complementary data objects for paper degradation monitoring. If new measuring point(s) is/are related to a new IED, a new instance of BIOP shall be used.

| BIOP Class | | | | |
|-----------------------------|-------------------|---|---|-------|
| Data object name | Common data class | Explanation | T | M/O/C |
| LNName | | The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22. | | |
| Data objects | | | | |
| Status information | | | | |
| InsAlm | SPS | Insulation Paper Critical | | M |
| InsBlk | SPS | Insulation Paper not Safe (block device operation) | | O |
| InsTr | SPS | Insulation Paper Dangerous (trip for device isolation) | | O |
| MstAlm | SPS | Moisture Alarm | | O |
| MstWrn | SPS | Moisture Warning | | O |
| Measured and metered values | | | | |
| Mst | MV | Moisture Content in Insulating Paper (in %) | | M |
| LosFact | MV | Loss Factor (tan delta oil-immersed paper) | | O |
| Pollnd | MV | Polarisation Index | | O |
| AbtInd | MV | Absortion Index | | O |
| Capac | MV | Capacitance (in F) | | O |
| CpxCapac | MV | Complex Capacitance (in F) | | O |
| Ris | MV | Resistance (in Ohms) | | O |
| RIPerm | MV | Relative Permittivity | | O |
| OilCndct | MV | Conductivity of Oil (pS/m) | | O |
| OilLosFact | MV | Loss Factor (tan delta) of oil | | O |
| Tmp | MV | Insulation Liquid Temperature | | |
| IntfacTen | MV | Interfacial Tension (mN/m) | | O |
| Controls | | | | |
| OpCntRs | INC | Resettable Operation Counter | | O |

Este extrato deve pertencer à parte 7-4 Ed2 da norma IEC 61850 e contém a proposta de adição do novo grupo (B), e do novo nó lógico BIOP com sua descrição e seus objetos de dados associados. O LN BIOP é utilizado para monitorar a degradação do isolamento sólido-líquido (condição de efeitos sinérgicos isolantes entre papel e óleo) em transformadores de potência. O meio de isolamento pode ser um papel (como o kraft) e o óleo (vegetal ou mineral). Se faz necessária a consulta aos nós lógicos SIML e SIMS para outras funções e para uma modelagem mais completa. Para outros objetos de medição relacionados ao mesmo IED, uma nova instância de BIOP pode ser utilizada. Ele contém também objetos de dados complementares para o monitoramento da degradação do papel, ou seja, se um novo ponto de medição estiver relacionado a um novo IED, será usada uma nova instância de BIOP.

4.5.2 Desenvolvimento do *Logical Node* ELTR

Durante a etapa de modelamento do *Logical Node* ELTR foi necessária, adicionalmente, a criação da seguinte lista (Tabela 4.5) de novos *Data Objects*.

TABELA 4.5 – NOVOS DATA OBJECTS – NÓ LÓGICO ELTR

| <i>Data Objects</i> - Novo Nó Lógico ELTR | | |
|--|-------------------------------------|-------------------------|
| Modelos | Grandeza Monitorada | Código IEC 61850 |
| Térmico, Químico e Elétrico | Umidade no Papel | MstPap |
| | Grau de Polimerização | DgrPol |
| | Índice de Absorção | AbtInd |
| | 2Furfuraldeído | 2 - Fal |
| | Alarme de Temperatura do Sistema | ThrWar |
| | Alarme de Temperatura do Isolamento | TmpWrn |

Para os modelos térmico, químico e elétrico discutidos na literatura foram criados os *Data Objects* Umidade no Papel (MstPap), Grau de Polimerização (DgrPol), Índice de Absorção (AbtInd), 2Furfuraldeído (2 - Fal) - onde para óleos vegetais são instanciados na implementação, Alarme de Temperatura do Sistema (ThrWar) e o Alarme de Temperatura do Isolamento (TmpWrn).

O Quadro 4.3 a seguir ilustra a proposta de extrato capitular documentando, de acordo com as exigências da norma IEC 61850, o novo grupo de nós lógicos (E) – Expectativa de Vida Útil do Sistema de Isolamento de Transformadores (*Transformer*

Insulation Expected Life) e o novo nó lógico ELTR – Vida Útil Remanescente do Sistema de Isolamento de Transformadores (*Transformer Expected Life*).

QUADRO 4.3 – EXTRATO CAPITULAR DA PARTE 7-4 ED2 DA NORMA IEC 61850 COM PROPOSTA DE ADIÇÃO DO GRUPO (E) E DO NOVO NÓ LÓGICO ELTR (CAPÍTULO 5)

| ESTRUTURA CAPITULAR COM REFERÊNCIA A NORMA IEC 61850 (PARTE 7-4 ED.2 CAPÍTULO 5) Proposta de adição de novo Grupo de LN (E) e novo nó lógico (ELTR) | | | | |
|--|-------------------------------|--|---|-------|
| 5.XX Logical Nodes for Transformer Insulation Expected Life | | | LN Group: E | |
| 5.XX.X Modelling remarks | | | | |
| Table Y gives the relation between IEC 61850-5 and IEC 61850-7-4 for supervision, monitoring and diagnostic of condition degradation of power transformer insulation's LNs. | | | | |
| Table Y – Relation between IEC 61850-5 and IEC 61850-7-4 regarding other LNs for supervision, monitoring, diagnostic and expected life of power transformer. | | | | |
| Funcionality | Defined in IEC 61850- 5 by LN | Modelled in IEC 61850-7 by LN | Comments | |
| Insulation medium supervision | SIMS | SIML SIMG | Insulation liquid such as oil | |
| Tap changer supervision | YLTC | YLTC | Drive supervision part of XCBB and XSWI | |
| Supervision of operating Mechanism | XCBB XSWI | SOPM | Drive supervision part of XCBB and XSWI | |
| Power transformer supervision | YPTR | YPTR | Supervision part of YPTR | |
| Switch supervision | SSWI | SSWI | Supervision part of YPTR | |
| Circuit breaker supervision | XCBB | SCBB | Supervision part of YPTR | |
| Diagnostic of transformer insulation condition | BIOP | BIOP | Transformer insulation oil-paper synergetic degradation | |
| Expected life time of transformer insulation | ELTR | ELTR | Transformer insulation ageing due to thermal effects and moisture | |
| 5.XX.X LN: Transformer Expected Life | | | Name: ELTR | |
| This LN is used for monitoring and diagnostics of ageing rate in power transformers insulation system. This logical node is used to assess the ageing condition of power transformer insulation and considers mainly the aspects of insulation system degradation (moisture) and thermal ageing effects (temperature, current etc.). It contains complementary data objects for the condition monitoring of system insulation degradation concerning transformer insulation ageing. Refer to LN PTTR for all thermal overload functions, where, depending on the algorithm, that LN describes either a temperature or a current (thermal model). For a more complete modelling of processes, the Temperature data objects are also provided by other LNs. Examples are the hot spot temperature in LN YPTR or the isolation gas temperature in LN SIMG, and other data objects from LN BIOP as well. | | | | |
| ELTR | | | | |
| Data object name | Common data class | Explanation | T | M/O/C |
| LNNName | | The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN- Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22. | | |
| Data objects | | | | |
| Status information | | | | |
| AgeRte | SPS | Ageing Rate Warning (transformer insulation) | | M |
| ThmWrn | SPS | Thermal Warning | | M |
| TmpWrn | SPS | Insulation Liquid Temperature Warning | | O |
| MstWrn | SPS | Moisture Warning | | O |
| Measured and metered values | | | | |
| MstPap | MV | Moisture content in insulating paper (in %) | | O |
| LosFact | MV | Loss Factor (tan delta oil-immersed paper) | | O |
| PolInd | MV | Polarisation index | | O |
| AbtInd | MV | Absortion index | | O |
| 2Fall | MV | 2-Furfuraldehyde (in ppm from oil) | | O |
| DgrPol | MV | Degree of Polimerisation | | O |
| OilTmp | MV | Insulation Liquid Temperature | | O |
| H2O | MV | Relative Saturation of Moisture in Insulating Liquid (in %) | | O |
| H2OPap | MV | Relative Saturation of Moisture in Insulating Paper (in %) | | O |
| Controls | | | | |
| OpCntRs | INC | Resettable Operation Counter | | O |

Este extrato deve pertencer à parte 7-4 Ed2 da norma IEC 61850 e contém a proposta de adição do novo grupo (E) e do novo nó lógico ELTR com sua descrição e seus objetos de dados associados.

O LN ELTR é utilizado para o monitoramento e diagnóstico da taxa de envelhecimento no sistema de isolamento (condição de envelhecimento do sistema de isolamento) em transformadores de potência. Este nó lógico considera principalmente os aspectos da degradação do sistema de isolamento (umidade) e seus efeitos de envelhecimento térmico (por exemplo, temperatura, corrente). Seu modelo contempla objetos de dados complementares para a condição de monitoramento da degradação do isolamento do sistema, em transformadores de potência. Se faz necessária a consulta ao nó lógico PTTR para verificar todas as outras funções de sobrecarga térmica, onde dependendo do algoritmo, o LN descreve uma temperatura ou uma corrente (modelo térmico). Para uma modelagem mais completa dos processos, os objetos de dados de temperatura também são fornecidos por outros LNs. Exemplos são a temperatura do ponto quente em LN YPTR ou a temperatura do gás de isolamento em LN SIMG, entre outros objetos de dados do LN BIOP.

O Quadro 4.4 a seguir ilustra a proposta de extrato capitular documentando, de acordo com as exigências da norma IEC 61850, os novos *Data Objects* para atender os novos nós lógicos BIOP e ELTR.

QUADRO 4.4 – EXTRATO CAPITULAR DA PARTE 7-4 ED2 DA NORMA IEC 61850 COM A PROPOSTA DE ADIÇÃO DOS DATA OBJECTS NOVOS

| ESTRUTURA CAPITULAR COM REFERÊNCIA A NORMA IEC 61850 (PARTE 7-4 Ed. 2 – CAPÍTULO 6) <i>Data Objects</i> complementares para os novos grupos LN (E) e LN (B) e novos nós lógicos (ELTR) e (BIOP) | |
|---|---|
| 6 Data Object Name Semantics | |
| In Table 10, the data objects used in Clause 5 are described. The meaning of Boolean values are FALSE = 0, TRUE = 1. | |
| Table 10 – Description of Data Objects | |
| Data Object Name | Semantics |
| 2Fal | 2-Furfuraldehyde (in ppm from oil) |
| AbtInd | Absortion index |
| CpxCapac | Complex Capacitance (in F) |
| DgrPol | Degree of polimerisation |
| IntfacTen | Interfacial Tension (mN/m) |
| LosFact | Loss Factor (tan delta oil-immersed paper) |
| MstPap | Moisture content in insulating paper (in %) |
| OilCndct | Conductivity of oil (pS/m) |
| OilLosFact | Loss Factor (tan delta) of oil |
| OilTmp | Insulation liquid temperature |
| PolInd | Polarisation index |
| RIPerm | Relative permittivity |
| ThmWrn | Thermal Warning |
| TmpWrn | Insulation liquid temperature warning |

O Extrato ilustra os objetos de dados complementares criados, sendo os dados provenientes de sensores em campo (Subestação do Pilarzinho), ou lógicas como as realizadas com o CDC (*Common Data Class*), sendo do tipo MV (*Measured Value*), ou SPS (*Single Point Status*) apenas para os alarmes e/ou *warnings* criados.

O modelamento dos nós lógicos representa um conjunto de informações de dados monitorados e são definidos de acordo com a normatização IEC 61850, como por exemplo, a informação/medição da “Temperatura do Óleo” que pode ser determinada no nó lógico SIML, e a “Temperatura do Transformador” encontrada no nó lógico SPTR. A Figura 4.11 a seguir ilustra alguns nós lógicos estudados e trabalhados nesta tese (Projeto USP-COPEL) e a complementação da norma com os novos nós lógicos BIOP e ELTR. A legenda completa dos Nós Lógicos está ilustrada no Apêndice E (pág. 164 a 167).

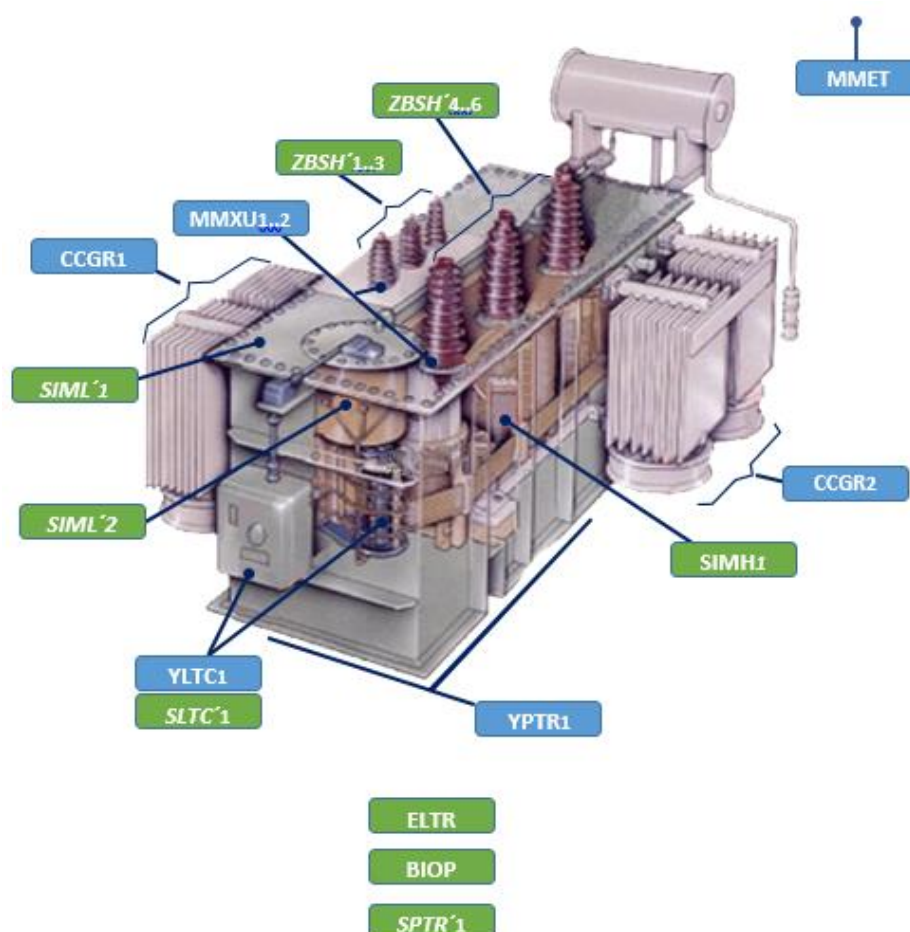


FIGURA 4.11 – ALGUNS NÓS LÓGICOS PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DE ACORDO COM A NORMATIZAÇÃO IEC 61850

Fonte: Manczak *et al.*, SNPTEE, 2017

Para o monitoramento de Buchas a Figura 4.11 apresenta, por exemplo, os nós lógicos ZBSH (1 ... 6), sendo os atributos de dados do nó lógico ZBSH'1 a Capacitância Absoluta (*AbsReact*), o Fator de Perdas - Tangente Delta (*Losfact*), a Capacitância Relativa da Bucha (*React*), a Capacitância de Referência da Bucha no Comissionamento (*RefReact*), o Fator de Potência de Referência no Comissionamento (*RefPF*), e o Tempo de Operação (*OpTmh*). Os atributos de dados dos demais nós lógicos e suas descrições podem ser observados no Apêndice E (pág. 164-167).

4.6 ARQUITETURA DO PROJETO USP-COPEL

A seguir estão ilustradas nas Figuras 4.12 e 4.13 as arquiteturas inicial (testes iniciais do projeto) e final (atual) do projeto de P&D USP_COPEL com os painéis de comando entre a sala principal de comando e os transformadores avaliados TF-1, TF-2, TF-A e TF-B.

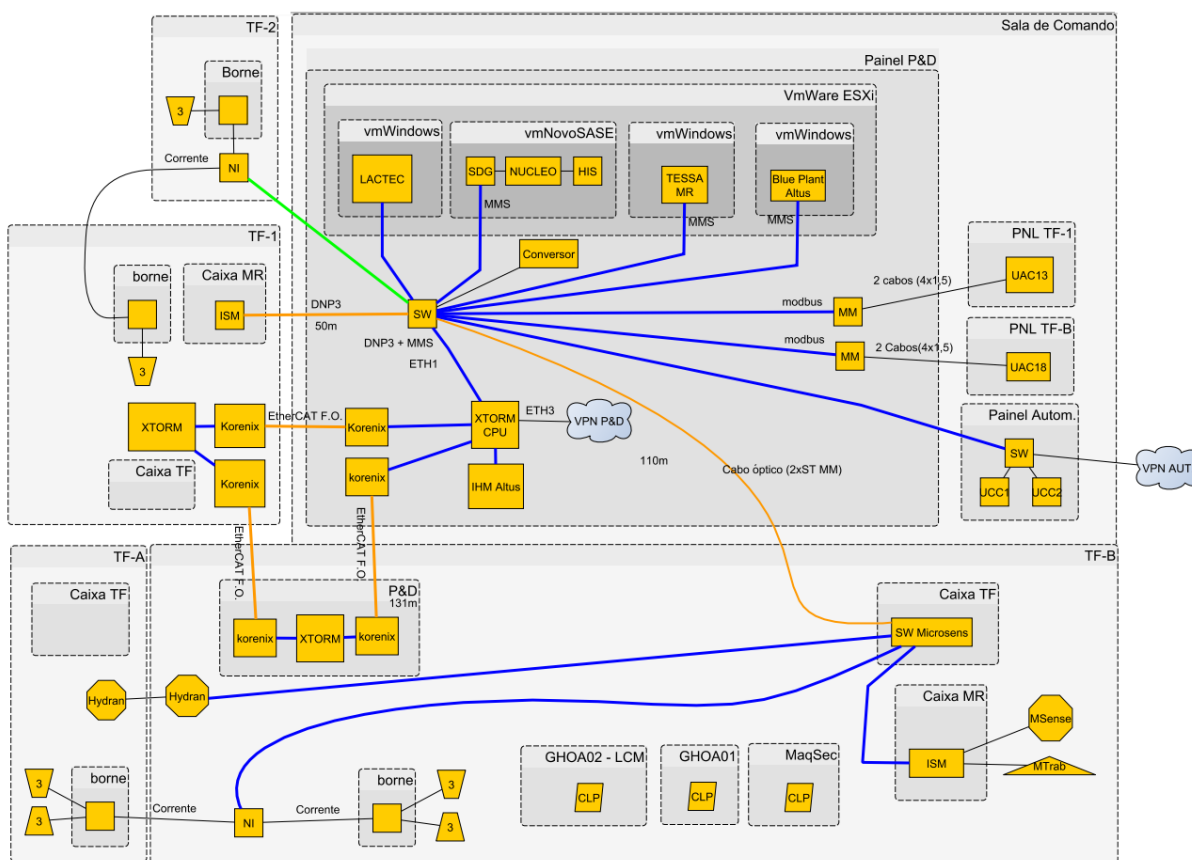


FIGURA 4.12 – ARQUITETURA INICIAL DO PROJETO P&D – USP-COPEL

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

4.7 ALGUNS RESULTADOS IMPORTANTES

Neste momento serão apresentados alguns resultados importantes obtidos durante o desenvolvimento desta tese. Serão relatados os resultados da metodologia de gestão de dois transformadores de potência (TF-1 DIS e TF-B TRA) da subestação Pilarzinho - Parque-COPEL. Estes resultados representam a avaliação da qualidade do óleo e estado de degradação do sistema de isolamento papel-óleo para os transformadores estudados.

No dia 26 de janeiro de 2017, foram utilizados os equipamentos LCM e PDC para verificar a qualidade do sistema de isolamento sólido/líquido no transformador TF-1 de 69 kV, da SE de Pilarzinho. Em 22 e 23 de fevereiro de 2017, foram realizados os testes de LCM e PDC nos transformadores TF-2 e, novamente, no TF-1. Foram coletadas amostras de óleo de ambos os transformadores para a realização da análise físico-química e cromatográfica de seus óleos isolantes e, por fim, no dia 02 do mês de abril foi realizado o ensaio de PDC e LCM no transformador TF-B de 230 kV.

Nos ensaios de PDC, as medições de correntes de polarização e despolarização foram realizadas utilizando-se o equipamento PDC - *ANALYSER-1MOD* e, nos ensaios de LCM, as medições de condutividade (σ) e permissividade (ϵ) do óleo foram realizadas por meio do instrumento *Conductivity Meter For Liquids* – LCM 8716, com uma amostra de óleo recém coletada do transformador.

4.7.1 Transformador TF-1 (69 kV - DIS)

Neste transformador alguns de seus radiadores foram fechados, de forma assistida, por monitoramento, até um nível seguro, com o objetivo de se obter um aumento do desempenho do método de secagem. Esta medida favorece à cinética de migração da umidade do papel para o óleo. A temperatura foi monitorada (controlada a 60 graus C), para que não atingisse os níveis nos quais existisse (inicie) a degradação do óleo.

A substituição dos cilindros de filtração da máquina de secagem e a instalação do sistema de preservação de óleo, em maio de 2016, também garantiram uma redução da umidade no isolamento sólido do transformador e melhora da qualidade do óleo isolante. A Tabela 4.6 a seguir ilustra os resultados coletados no dia 26-01-2017.

TABELA 4.6 – RESULTADOS-1 TF-1 (69 KV – DIS)

| Grandezas | Valores obtidos |
|-----------------------------------|-----------------|
| σ pS/m | 22,9 |
| ϵ_r | 2,31 |
| Temp. (°C) | 21,0 |
| σ pS/m corrigida para 20°C | 21,7 |
| Fator de Potência (%) a 100°C | 9,50 |

Obs.: Os valores de referência ABNT para a classificação do estado de degradação do óleo com base na medição *in loco* da condutividade são:

Óleo novo: $\sigma < 1$ pS/m
Óleo usado em bom estado: $1 < \sigma < 5$ pS/m
Óleo usado em mau estado: $\sigma > 5$ pS/m

Inicialmente (em novembro de 2015), a medida registrada para o óleo isolante tinha o valor de 11% para o fator de potência a 100°C, em 26/01/2017 o valor de 9,5% e na última medição, em 23 de fevereiro de 2017, constatou-se que o processo de secagem, também melhorou o valor do fator de potência para 7,43%, muito embora pelos critérios adotados de referência pela metodologia empregada pelo LCM, este óleo seja considerado usado e em mau estado de conservação. A Tabela 4.7 a seguir ilustra os resultados coletados no dia 23-02-2017.

TABELA 4.7 – RESULTADOS-2 TF-1 (69 KV – DIS)

| Grandezas | Valores Obtidos |
|-----------------------------------|-----------------|
| σ pS/m | 44,4 |
| ϵ_r | 2,22 |
| Temp. (°C) | 36,5 |
| σ pS/m corrigida para 20°C | 18,7 |
| Fator de potência (%) a 100°C | 7,43 |

O estudo mostra que a melhora expressiva ocorreu com a porcentagem de umidade na parte ativa, que em novembro de 2015 era de 4,5% e agora está em torno de 3,0 %, conforme ilustram os dados obtidos nas últimas medições realizadas por PDC, Figuras 4.14 e 4.15, a seguir.



FIGURA 4.14 – CURVA DE POLARIZAÇÃO NA TELA DO APLICATIVO DE AVALIAÇÃO DA UMIDADE DO TRANSFORMADOR TF-1 (69 kV – DIS) – SE PILARZINHO – COPEL (JAN-2017)

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

A avaliação do isolamento sólido foi realizada utilizando o aplicativo “*PDC Evaluation*”, o qual indica a estimativa de umidade na parte ativa de transformadores de potência. Aqui está ilustrada somente a curva de polarização para efeito de comparação com a última medição, pois como o transformador não se encontrava nas mesmas condições de temperatura nos dois últimos ensaios, a curva de despolarização acabou deslocada pelo efeito da condutividade.

Todavia, o software corrige o efeito da temperatura e condutividade do meio para realizar a estimativa de percentual de umidade, mas não realiza o deslocamento na ordenada. A metodologia de cálculo do PDC indicou um teor de umidade de 3,0%, para um tempo total de ensaio de 10800 s (5400 s para polarização e 5400 s para despolarização), a uma temperatura de 34°C. A curva de cor preta refere-se à curva medida e a curva vermelha refere-se à curva estimada pelo programa de avaliação.

Para este transformador ainda foi realizada uma quinta medição de PDC. Neste experimento foi constatado o mesmo percentual de umidade (3%), valendo ressaltar que a temperatura do transformador nesta última medição (50°C) estava acima do valor de temperatura da penúltima medição (34°C), conforme ilustra a Figura 4.15 a seguir.

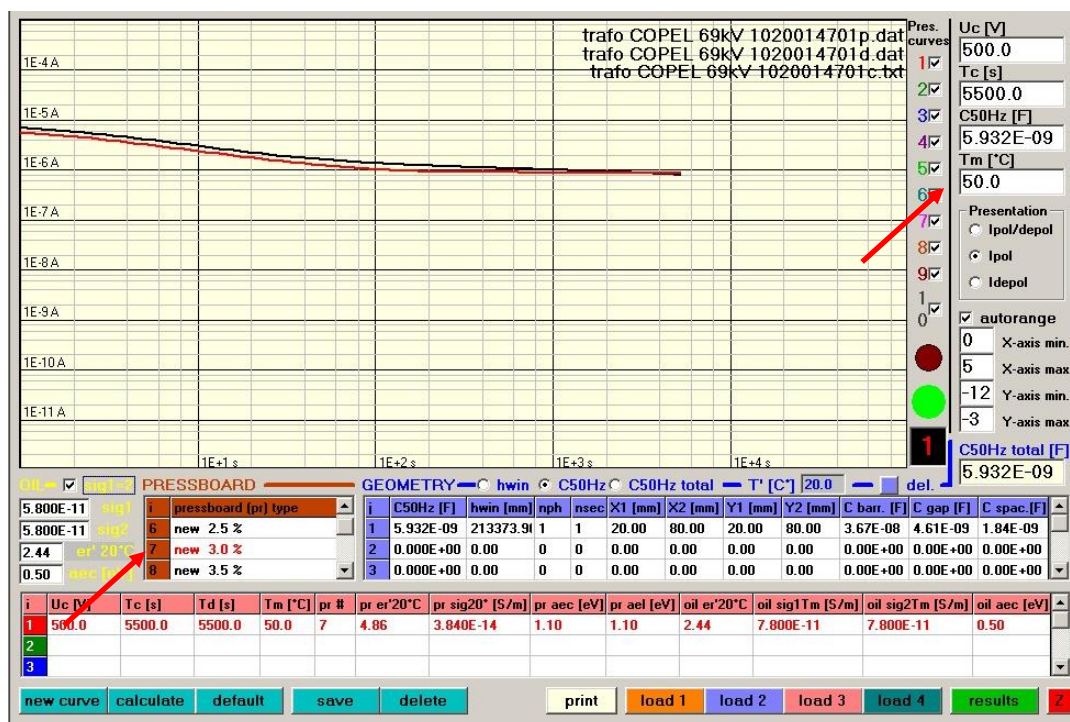


FIGURA 4.15 – CURVA DE POLARIZAÇÃO NA TELA DO APLICATIVO DE AVALIAÇÃO DA UMIDADE DO TRANSFORMADOR TF-1 (69 kV – DIS) – SE PILARZINHO – COPEL (FEV-2017)

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

Ao longo de todo o período em que a máquina de secagem ficou acoplada ao transformador, a umidade presente no óleo e, consequentemente, na parte ativa foi sendo lentamente retirada. Os resultados indicaram uma retirada em torno de 1,5% de umidade do papel isolante. A literatura sugere que a quantidade de papel presente em um transformador é de aproximadamente 12% da massa da parte ativa e, neste caso, o transformador em questão deve possuir uma massa aproximada de papel em torno de 2800 kg. Diante deste cenário, o resultado indicou uma retirada de umidade de aproximadamente 42 litros.

Este valor volumétrico de água retirada está dentro dos limites de capacidade de retenção dos filtros moleculares (por volta de 25 litros em cada troca), visto que foram realizadas duas substituições ao longo de todo o período. Os resultados podem ser melhor observados quando comparamos a primeira e última medições de PDC, conforme ilustra a Figura 4.16 a seguir.

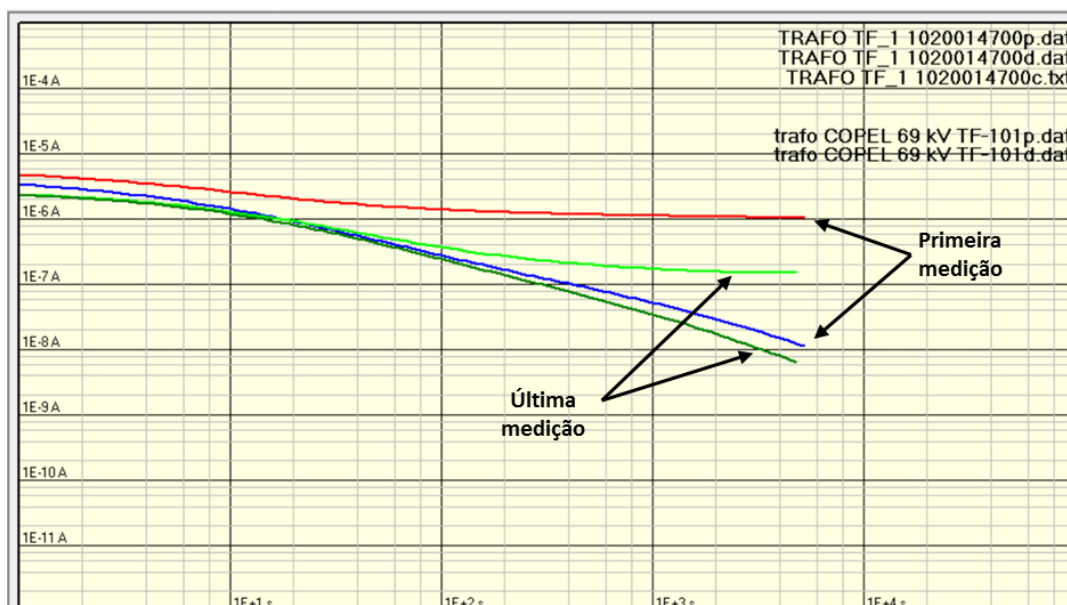


FIGURA 4.16 – CURVAS DE POLARIZAÇÃO E DESPOLARIZAÇÃO PARA O TRANSFORMADOR TF-1 (69 kV - DIS) - SE PILARZINHO - COPEL

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

As curvas em vermelho e azul (polarização e despolarização, respectivamente), representam a primeira medida realizada em novembro de 2015, e as curvas em verde claro e escuro (polarização e despolarização, respectivamente), representam a última medida realizada em fevereiro de 2017.

Até o presente momento (agosto de 2017) haviam sido realizadas 5 medições de campo para o TF-1 por LCM. A Tabela 4.8 indica a confiabilidade do método LCM comparado ao método tradicional (Método ABNT NBR 12133) empregado pela grande maioria das concessionárias de geração, distribuição e transmissão de energia para o fator de potência (%) a 100°C.

TABELA 4.8 – COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA (%) PARA O TRANSFORMADOR TF-1 (69 kV – DIS)

| Transformador TF-1 SE Pilarzinho | Fator de potência (%) a 100 °C | | Valor máximo para Fator de potência % a 100 °C ABNT NBR 10576 |
|-------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|--|
| | Método ABNT NBR 12133 | Método LCM IEC 61620 | |
| 1ª medição | 11,0 | 10,9 | 20 |
| 2ª medição | 10,0 | 9,6 | |
| 3ª medição | 10,3 | 10,8 | |
| 4ª medição | 10,35 | 10,3 | |
| 5ª medição | 7,2 | 7,4 | |

A primeira medição (novembro de 2015) pelo método tradicional indicou o fator de potência no valor 11,0, enquanto que o método LCM ilustrou o fator de potência no valor 10,9. Na última medição, em fevereiro de 2017, o método tradicional indicou o valor 7,2 contra 7,4 pelo método LCM.

O transformador TF-1 de 69 kV da DIS obteve, ao longo do ano do processo de secagem, uma melhora significativa no isolamento sólido/líquido, com redução de umidade da parte ativa em torno de 1,5~1,9%, entretanto, apresentou ainda um óleo com valor de condutividade elevada, segundo o critério adotado por LCM (IEC 61620). O valor do fator de potência, apresentou valores dentro dos limites aceitos na ABNT NBR 10576, quando calculado por LCM ou pelo método tradicional, e o ensaio de PDC indicou que o transformador teve expressiva redução em seu índice de umidade presente na parte ativa, agora com aproximadamente 3,0%.

4.7.2 Transformador TF- B (230 kV - TRA)

Para o transformador TF-B TRA, os resultados obtidos pelo equipamento de medida LCM indicaram uma condutividade corrigida de 0,53 pS/m, a 20,0 °C, o que pelos critérios de referência da técnica indicam um óleo isolante em bom estado de conservação. A Tabela 4.9 a seguir ilustra os resultados obtidos para o transformador TF-B 230 kV de transmissão.

TABELA 4.9 – RESULTADOS TF-B (230 KV – TRA)

| Grandezas | Valores Obtidos |
|-----------------------------------|-----------------|
| σ pS/m | 0,51 |
| ϵ | 2,20 |
| Temp. (°C) | 19,4 |
| σ pS/m corrigida para 20°C | 0,53 |
| Fator de potência (%) a 100°C | 0,43 |

A medição de PDC para este transformador ilustrou um valor aproximado de 2,0% de umidade em sua parte ativa. A Figura 4.17 a seguir ilustra os resultados deste experimento/medição.

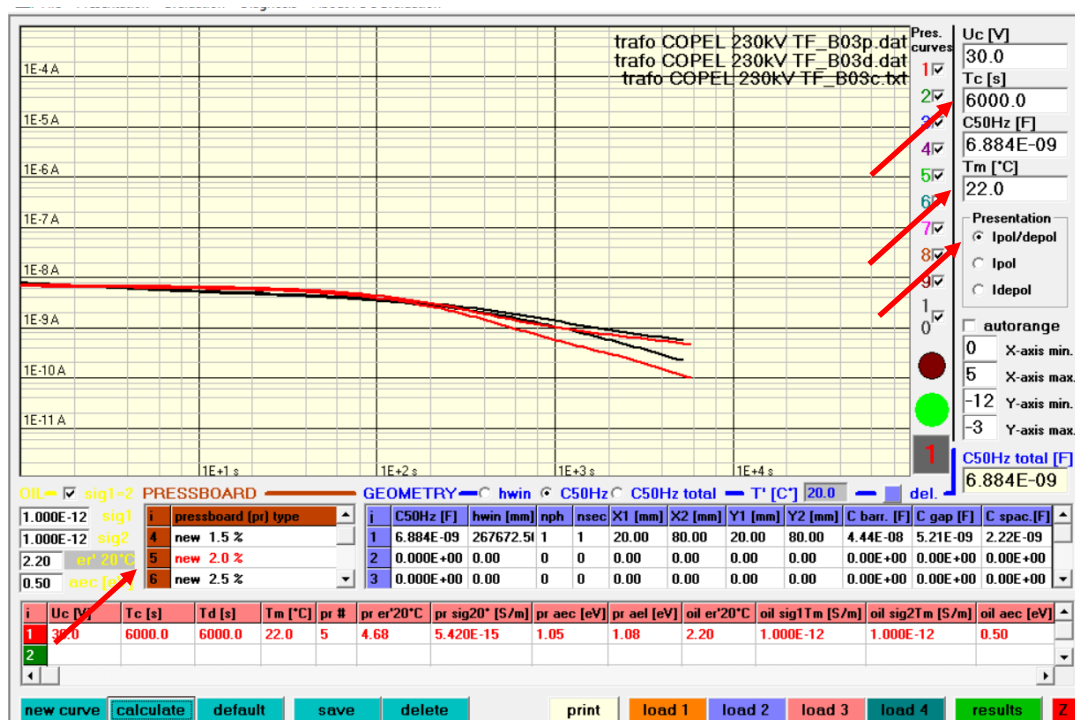


FIGURA 4.17 – TELA DO APLICATIVO DE AVALIAÇÃO DA UNIDADE DO TRANSFORMADOR TF-B (230 kV – TRA) – SE PILARZINHO – COPEL

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

As curvas de polarização estão na parte superior do gráfico e as curvas de depolarização encontram-se na parte inferior. A curva de cor preta refere-se à curva medida e a curva vermelha refere-se à curva estimada pelo programa de avaliação, que pela metodologia de cálculo do PDC indicou um teor de umidade aproximado de 2,2%, para um tempo total de ensaio de 12000 segundos (6000 s para polarização e 6000 s para depolarização).

Notadamente, o processo de secagem conseguiu retirar umidade da parte ativa. No primeiro ensaio o teor de umidade estava próximo de 2,2% e, atualmente, este valor foi reduzido para 2,0%, o que indicou a retirada de aproximadamente 0,2% de umidade para este transformador, representando uma redução de aproximadamente 15 litros em volume de água.

Para o TF-B, a comparação entre a primeira e a última medições, pelos métodos tradicional e LCM, pode ser vista na Tabela 4.10. Independentemente dos resultados não serem coincidentes, ambos os métodos indicaram que o óleo mineral está dentro dos padrões estabelecidos pela ABNT - NBR 10576.

TABELA 4.10 – COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA (%) PARA O TRANSFORMADOR TF-B (230 kV - TRA)

| Transformador TF-B SE Pilarzinho | Fator de potência (%) a 100 °C | | Valor máximo para Fator de potência % a 100 °C ABNT NBR 10576 |
|--|--------------------------------|-------------------------|--|
| | Método ABNT NBR 12133 | Método LCM IEC 61620 | |
| 1ª medição | 0,43 | 0,54 | 15 |
| Última medição | 1,0 | 0,43 | |

Para o transformador TF-B de 230 kV da TRA, os resultados da utilização da máquina de secagem proporcionaram uma redução de aproximadamente 0,14~0,3% de umidade presente na parte ativa. Os métodos de laboratório e LCM apontaram valores similares para o fator de potência do óleo isolante. Desta forma, a utilização da máquina de secagem provou ser um método eficaz (mesmo desassistido) com o transformador em serviço.

Neste transformador, recomenda-se que seja realizada uma avaliação anual do teor de umidade de sua parte ativa e caso indique elevação do teor de umidade, que sejam realizadas novas secagens pelo método de filtros moleculares.

CAPÍTULO V

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

O avanço tecnológico no desenvolvimento dos circuitos integrados possibilitou o surgimento de novos sistemas de automação em subestações. A automação na distribuição, transmissão e geração de energia avançou passando de uma abordagem semi-automatizada para totalmente autônoma.

A realidade governante é a de que cada vez mais os sistemas de geração, transmissão e distribuição do setor elétrico buscarão a minimização da intervenção humana e a maximização da automação remotamente supervisionada. Integrar os sistemas de monitoramento aos dispositivos eletrônicos inteligentes desenvolvidos por diferentes fabricantes, tem sido um dos principais desafios das concessionárias de energia elétrica.

Esta tese (que é parte integrante do projeto de pesquisa e desenvolvimento, entre Copel e USP - P&D Aneel PD 6491-0247/2012) apresentou algumas das implementações de um modelo de monitoramento de transformadores de transmissão e distribuição, para a criação de um sistema de gestão destes ativos, cuja topologia foi elaborada com base na IEC 61850. A seguir serão descritas as conclusões do trabalho, bem como, recomendações e sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES IMPORTANTES SOBRE ESTA PESQUISA

Nos parágrafos seguintes encontram-se as conclusões desta tese.

A maioria dos sistemas de gestão de ativos existentes e operados pelas concessionárias de geração, distribuição e transmissão de energia se limita a sensorar, supervisionar e monitorar os seus ativos. Entretanto, esta tese inovou com uma nova etapa na gestão, pela criação de novos módulos de prognóstico e diagnóstico de transformadores de potência, com a indicação de níveis de alertas para ações ou grupo de ações a serem tomadas para a recuperação do ativo.

A pesquisa, estudo e aprofundamento da normatização IEC 61850, ilustrou algumas brechas na norma. Principalmente, a oportunidade de criação e

desenvolvimento de novos nós lógicos, para suprir as novas tecnologias e seus sensoramentos de grandezas ainda não modeladas, mas que entretanto, são fundamentais para o desenvolvimento de um sistema de gestão de ativos preciso e eficiente.

O novo sistema de gestão de ativos com monitoramento, supervisão, e agora com prognósticos e diagnósticos (criação de novos nós lógicos) baseados no padrão IEC 61850, permite integrar diferentes sistemas, representando uma evolução na abrangência da aplicação da norma e, portanto, novos sistemas mais completos e avançados podem ser desenvolvidos e embarcados nas soluções dos fabricantes.

Este projeto servirá de modelo para as demais implementações na COPEL Geração e Transmissão, bem como, na Distribuição, pois têm sido possível padronizar e otimizar recursos de engenharia para a modelagem do sistema que irá compor o Sistema de Gestão de Ativos dos parques da Companhia Paranaense de Energia Elétrica. Esta otimização de recursos da concessionária, associada com uma menor complexidade de modelagem (com a utilização de uma metodologia eficaz), irá facilitar os trabalhos futuros na expansão do sistema.

A criação dos novos nós lógicos apresenta uma evolução na abrangência da aplicação da norma e, portanto, com os sistemas mais completos e elaborados (ou seja, que avancem outras camadas que não somente as de controle, supervisão e monitoramento), certamente poderão, através das ações de diagnóstico do ativo, colaborar para o aumento da qualidade e confiabilidade nos diagnósticos com base no monitoramento de estado dos equipamentos de potência.

As técnicas inovadoras de diagnóstico (PDC e LCM) e, de recuperação (máquina de secagem do óleo) do ativo, que compõe o sistema de gestão de ativos proposto, objetivaram nesta tese, fornecer dados suficientes para a obtenção do estado de degradação do papel e, ao mesmo tempo, realizar uma avaliação da qualidade do óleo isolante do transformador e do comutador sobre carga e, desta forma, a metodologia serviu para validar a modelagem proposta com base na IEC 61850, seus novos grupos de LNs e novos Nós Lógicos.

Os novos modelos, servirão de base para que os fabricantes de soluções com IEC 61850, inovem com dispositivos mais modernos e compostos com recursos mais avançados. Em nível de *Bay* poderão contemplar módulos integrando monitoramento, diagnóstico e tomada de decisão, com ações locais de recuperação do ativo e, neste caso, criar verificadores de eficácia de intervenções no equipamento e, retomada do

monitoramento contínuo, fazendo a gestão do ativo e contemplando a análise com a expectativa de vida útil do equipamento, através da análise e geração das suas curvas de envelhecimento. Diante deste cenário, o transformador poderá funcionar em seu limite máximo seguro e, operar em sua plenitude, elevando assim, a sua longevidade.

Foram identificados na lista da norma a inexistência de alguns LN's e também a carência de novos Grupos de LN's, que podem contribuir de maneira mais prática (sem a utilização de objetos genéricos da norma – GGIO's) e que contribuem de maneira expressiva para o monitoramento do estado deste tipo de ativo, possibilitando para que este trabalho acadêmico contribua para a revisão do capítulo da norma que versa sobre monitoramento e supervisão de transformadores (IEC 61850-7-4) e inaugurando modelos de Diagnostico e Expectativa de sua Vida Útil.

Foram identificados, também, nós lógicos existentes que podem ser acrescidos de novos objetos de dados (*Data Objects*) para uma melhor abrangência de utilização dos mesmos (exemplo: SIML - Supervisão do Meio de Isolamento Líquido e ZBSH – Supervisão de Buchas).

O fabricante ALTUS (parceiro no projeto de P&D), já está implementando os novos nós lógicos em seu software configurador (Master Tool - XTORM), através do desenvolvimento de novas bibliotecas, que passarão a compor o seu programa. Esta ação reforça a importância desta tese como objeto referência para concessionárias, fabricantes e novas pesquisas. Todo este sistema, implementação e utilização da unidade terminal remota HADRON-XTORM, têm como ambiente de validação a Subestação Pilarzinho da COPEL.

As concessionárias, por sua vez, destacarão a otimização de seus recursos de engenharia nas implementações e integração de seus sistemas, dado a menor complexidade de modelagem e oportunidade de reutilização destas funções, e por consequência, terão uma significativa melhoria da qualidade do gerenciamento dos seus ativos e aumento da eficácia das suas ações.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Nos parágrafos seguintes estão contidas as sugestões e recomendações para trabalhos futuros e de continuidade.

Fomentar junto à IEC (Comissão Internacional de Eletrotécnica) a criação de novos grupos de trabalho (força tarefa) para o estudo e aprovação/validação dos novos grupos de nós lógicos e novos nós lógicos propostos nesta pesquisa.

Acompanhar junto à Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL as ferramentas do sistema de gestão de ativos proposto e colocado em operação na Subestação Pilarzinho. Assim, novos ajustes e refinamentos poderão ser realizados e, desta forma, novos documentos com especificações técnicas deverão ser formulados e passarão a ser obrigatórios em novas implementações em concessionárias.

Realizar o levantamento, organização, análise e tratamento estatístico dos dados/medições que serão auferidos nas próximas medições realizadas nos próximos anos junto a Subestação Pilarzinho. Desta forma, curvas de tendência poderão ser descritas e novas ações de prevenção poderão ser realizadas junto aos ativos de potência (transformadores) da COPEL.

Acompanhar a evolução e utilização do sistema proposto, definindo novas estratégias para o crescimento da metodologia junto ao parque corporativo da Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL.

Aprofundar os estudos da normatização IEC-61850, objetivando a identificação de nós lógicos que podem ser aperfeiçoados e também a criação de novos nós lógicos que poderão ser modelados e reutilizados pelos fabricantes de IEDs em novas soluções, criando assim, uma cultura entre os fabricantes, da importância de utilização de especificações da normatização IEC-61850, de forma que no futuro, ela passe a ser obrigatória.

Propor a criação e modelamento de novos subsistemas de transformadores de potência e também de novos ativos (exemplo: geradores) de potência dentro das concessionárias de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica em geral.

REFERÊNCIAS

R.1 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABNT-NBR5356. **Transformadores de Potência – Especificação**. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, Rio de Janeiro, RJ, 1993.
- [2] AGUIAR, G. F.; AGUIAR, B. C. X. C.; WILHELM, H. M.; WILHELM, V. E.; SILVA, H. A. **Modelagem Combinatória de um Regulador de Tensão com 8 Chaves**. Revista de Engenharia e Tecnologia, v. 8, p. 106-115, 2016.
- [3] AGUIAR, G. F.; AGUIAR, B. C. X. C.; WILHELM, V. E.; WILHELM, H. M.; SILVA, H. A. P. **Investigation of Greatness that Impact on Power Transformer Useful Life**. Journal of Innovative Technology and Education, v. 3, p. 147-157, 2016.
- [4] ALFF, J. J.; KACHLER, A. J.; HOUHANESSIAN, V. D.; ZAENGL, W. S. **A Novel, Compact Instrument for Measurement and Evaluation of Relaxation Currents Conceived for On-Site Diagnosis of Electrical Power Apparates**. IEEE International Symposium, ISEI Anaheim, pp. 161-167, USA, April 2-5, 2000.
- [5] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed., Parte 1 (Energia no Brasil e no Mundo), cap. II, pág. 41, 2008.
- [6] ANTONELLI, G. A. **Análise de Métodos de Secagem de Transformadores de Potência**. Trabalho de Conclusão de Curso – EESC-USP, São Carlos, 2013.
- [7] ARRIFANO, R. C. D.; SILVA, F. T.; PEREIRA, O. P.; SANTOS, Y. G.; CORRÊA, F. **Aplicação da Termografia Infravermelha no Sistema Elétrico de Potência**. Instituto de Estudos Superiores da Amazônia, Revista Engenharia Elétrica, n. 2, 2014.
- [8] ASRAMI, M. Y.; MIRZAI, M.; AKMAL A. S.; GHOLAMIAN, S. A. **Life Estimation of Distribution Transformers Under Non-Linear Loads Using Calculated Loss by 2D-FEM**. Journal of Electrical Systems, vol. 7, n. 1, 2011.
- [9] ASSUNÇÃO, T. C. B. N. **Contribuição à Modelagem e Análise do Envelhecimento de Transformadores de Potência**. Tese de Doutorado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, UFMG, 2007.
- [10] BADUNE, J.; VITOLINA, S.; MASKALONOK, V. **Methods for Predicting Remaining Service Life of Power Transformers and Their Components**. Power and Electrical Engineering, vol. 31, 2013.
- [11] BAI, C.; GAO, W.; LIU, T. **A Preliminary Study of Transformer Life Estimation Based on Linear Cumulative Damage Theory**. International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 24, 2014.

- [12] BANDEIRA, D. A. T. **Um Estudo Exploratório de Causas e consequências de Incendios em Transformadores de Subestações**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, UFPE, Recife, 2007.
- [13] BASSI, W.; SILVA, H. A. P.; GRIMONI, J. A. B.; BURANI, G. F.; GALDEANO, C. A.; HOSSRI, J. H. C. **Moisture Assessment for Power Transformers Using PDC and Drying-out processes Evaluation**. IEEE Sección México, 21^a Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, Acapulco, RVP-AI 2008.
- [14] BECHARA, R. **Análise de Falhas de Transformadores de Potência**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica, USP, 2010.
- [15] BHALLA, D.; BANSAL, R. K.; GUPTA, H. O. **Application of Artificial Intelligence Techniques for Dissolved Gas Analysis of Transformers - A Review**. International Scholarly and Scientific Research & Innovation, vol. 4(2), 2010.
- [16] BOTELHO, M. P. G.; GOMES, T. B.; NETO, J. L. S.; COSENZA, C.; WERNECK, M.; LIMA, A. C. S. Um novo Método de Monitoramento de Buchas Condensivas em Protótipo de Média Tensão. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Campina Grande, 2012.
- [17] BRAND, K. P.; BRUNNER, C.; WIMMER, W. **Design of IEC 61850 based substation automation systems according to customer requirements**. CIGRÉ, Session B5-103, 2004.
- [18] BRITES, J. **Sistema de Automação para Gestão de Transformadores Baseado na Confiabilidade**. Tese de Doutorado, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2002.
- [19] CHU, D.; LUX, A. **On-line Monitoring of Power Transformers and Components: A Review of Key Aspects**. In: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, Proceedings, 26-28, oct. 1999.
- [20] CIGRÉ – **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**. Grupo de Trabalho GT-A2.05, CIGRÉ Brasil, 2013.
- [21] DIOGO, A. C. T.; SILVA, H. A. P.; BASSI, W. **Noninvasive Ageing Assessment by Means of Polarization and Depolarization Currents Analysis and its Correlation With Moisture Content for Power Transformer Life Management**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES, 2004.
- [22] DIETRICH, W. *et al.* CIGRE Working Group 05. **An International Survey on Failures in Large power Transformers in Service**. Journal Electra, n. 88, 1983.
- [23] DOMINICIS, C. M.; FERRARI, P.; FLAMMINI, A.; RINALDI, S.; and QUARANTELLI M. **On the use of IEEE 1588 in Existing IEC 61850-based SAs:**

Current Behavior and Future Challenges. IEEE Transactions Instru., vol. 60, no. 9, pp. 3070–3081, 2011.

[24] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2013.** Relatório Síntese ano base 2012, Ministério de Minas e Energia – MME, Rio de Janeiro: EPE, 2013.

[25] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030.** Ministério de Minas e Energia – MME, pág. 183, Rio de Janeiro: EPE, 2007.

[26] GCOI-CDE Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalação. **Relatório Técnico: Análise Estatística de Desempenho de Transformadores,** 1996.

[27] GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia e Meio Ambiente no Brasil.** Estudos Avançados, n. 21 (59), Scielo Brasil, 2007.

[28] GT A2.23. **Gerenciamento Histórico de Dados de Transformadores de Potência.** Força Tarefa FT-01, Lista de Grandezas Monitoradas em Transformadores – CIGRE Brasil, Rio de Janeiro, agosto, 2005.

[29] GT A2.05. **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência.** CIGRE Brasil, Grupo de Trabalho A2.05, 2013.

[30] GURJÃO, E. C.; CARMO, U. A.; SOUZA, B. A. **Aspectos de Comunicação da Norma IEC 61850.** SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2006.

[31] HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering.** CRC Press LLC, Flórida, USA, 2004.

[32] HIGGINS, N.; VYATKIN, V.; NAIR, N. K. C.; SCHWARZ, K. **Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent Control.** IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, 2010.

[33] HONG, B. Y.; MEEKER, W. Q.; McCALLEY, J. D. **Prediction of Remaining Life of Power Transformers Based on Left Truncated and Right Censored Lifetime Data.** Annals of Applied Statistics, vol. 3, n. 2, 2009.

[34] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Draft Communication Networks and Systems in Substations Part 1:** Introduction and Overview. IEC 61850-1, pág. 36-38, 2003.

[35] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Draft Communication networks and Systems in substations. Part 5:** Communication Requirements for Functions and Device Models; IEC 61850-5. 2001.

[36] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Draft Communication networks and Systems in substations. Parte 6:** Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs; IEC 61850-6. 2002.

- [37] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-1:** Basic communication structure for substation and feeder equipments- Principles and models; IEC 61850-7-1. 2001.
- [38] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-2:** Basic communication structure for substation and feeder equipments- Abstract communication service interface (ACSI); IEC 61850-7-2. 2001.
- [39] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-3:** Basic communication structure for substation and feeder equipments- Common data classes; IEC 61850-7-3. 2001.
- [40] IEC INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-6 Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs - Part 6**, IEC, Tech. Rep., 2009.
- [41] IEC 61850 - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Final Draft International Standard (FDIS). Part 7-420:** DER Logical Nodes. Communication Networks and Systems for power Utility Automation for Distributed Energy Resources (DER). 2009.
- [42] IEEE TECHNICAL REPORT 1550. **Utility Communication Architecture 2.0.** UCA™ version 2.0, vol. 2, part 4: GOMSFE, 1999.
- [43] JUNIOR, O. R., **Um Modelo de integração entre os padrões IEC 61850 e IEC 61970 (CIM/XML)**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2006.
- [44] KACHLER, A. J. **Diagnostic and Monitoring Technology for Large Power Transformers (Fingerprints, Trend Analysis from Factory to On-Site Testing)**. CIGRE SC12, Colloquium, Sydney, Australia, 1997.
- [45] KACHLER, A. J. **Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers**. CIGRE, SC15/D1, Discussion on Paper 15-202, Conf. Paris, 2002.
- [46] KOSTIC.; PREISS, O.; FREI, C. **Towards the formal integration of two upcoming standards: IEC 61970 and 61850**. Power Engineering, 2003 Large Engineering Systems Conference, pág. 5-11, 2003.
- [47] KUMAR, A.; RATTAN, J.; SHARMA, R. N.; CHAUHAN, S. **Investigation of Polarization and Depolarization Current for Evaluation of Moisture in Oil-Pressboard Insulation**. International Journal of Computer and Electrical Engineering, vol. 3, n. 6, December, 2011
- [48] LEIBFRIED, T.; KACHLER, A. J., et. al. **Ageing and Moisture Analysis of Power Transformer Insulation Systems**. CIGRE, paper 12-101, 2002.

- [49] LELEKAKIS, N.; MARTIN, D.; WIJAYA, J. **Ageing rate of paper insulation used in power transformers Part 1: Oil/paper system with low oxygen concentration.** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 19, n. 6, 2012.
- [50] LIMA, P. A. P.; CABRAL, S. H. L. **Computer simulation as an aid in the rating of a transformer on-load tap changer.** IEE Electrical Insulation Magazine, v. 30, p. 34-38, 2014.
- [51] LIU, J.; ENG, D.; RIDLEY, W. F. **The Impact of Synthetic Isoparaffin Insulating Fluids on Heat Transfer in High Voltage Power Transformers.** Doble Engineering Company, 2004.
- [52] LOPES, Y.; FRANCO, H. F.; MOLANO, D. A.; SANTOS, M. A.; CALHAU, F. G.; BASTOS, C. A. M.; MARTINS, J. S. B.; FERNANDES, N. C. **Smart Grid e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico.** Minicurso para o XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações – SBrT, Brasília, DF, Setembro, 2012.
- [53] LOPES, Y. **SmartFlow: Sistema Autoconfigurável para Redes de Telecomunicações IEC 61850 com arcabouço OpenFlow.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense-UFF, 2013.
- [54] LOPES, J. I. **Metodologia de Gerência de Riscos na Operação e Manutenção de Transformadores de Potência.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, UFMG, 2010.
- [55] MACHADO, P. H. F. **Metodologia de Modelagem CPN Aplicada a Análise de Desempenho de Sistemas de Comunicação baseados na Norma IEC 61850.** Dissertação de Mestrado, PPGEE, Universidade Federal de Itajubá, MG, 2015.
- [56] MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos.** Vol. 2, Rio de Janeiro: Livros técnicos científicos editora Ltda, 1993.
- [57] MANCZAK, T.; SOUZA, F. A.; RODRIGUES, T. X.; MARIN, M. A.; AGUIAR, G. F.; WILHELM, V. E.; WILHELM, H. M.; GARCIA, D. A. A.; SILVA, H. A. P.; VIDAL, D. T. R. **Implementação de Novos Grupos de Nós Lógicos (LN'S) Baseados na IEC 61850, Criando o Módulo de Diagnóstico da Degradação e o de Ações Corretivas para Aplicação em Sistemas de Gestão de Transformadores de Potência.** XXIV SNPTEE, GMI 3, Curitiba, 2017.
- [58] MARQUES, A. P.; MOURA, N. K.; AZEVEDO, C. H. B.; SANTOS, J. A. L.; BRITO, L. C.; GUIMARÃES, I. L. B.; SILVA, T. H. V.; RIBEIRO, C. J. **Estudo sobre Transformadores de Potência: Parte I.** 12º Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão – CONPEEX, UFG, Goiânia, 2015.
- [59] MARTINS, M. A. G. **Gestão da Vida Útil dos Transformadores.** Ciência & Tecnologia dos Materiais, vol. 21, n. 3/4, 2009.

- [60] MCDONALD, J. D. **Substation Automation. IED integration and availability of information.** Power and Energy Magazine, IEEE, v.1, n.2, p. 22-31, 2003.
- [61] MESHKATODDINI, M. R. **Aging Study and Lifetime Estimation of Transformer Mineral Oil.** American J. of Engineering and Applied Sciences, vol. 1, n. 4, 2008.
- [62] MILAN, M. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante.** 5° ed. São Paulo: Editora Egar Blücher Ltda, 1998.
- [63] MOHAGHEGHI, S.; TOURNIER, J. C. H.; STOUPIIS, J.; GUISE, L.; COSTE, T.; ANDERSEN, C. A.; DALL, J. **Applications of IEC 61850 in distribution automation.** In: Proceedings of IEEE PES General Meeting, 2011.
- [64] NASCIMENTO, C. C.; BUZZATTI, M. G.; TREIN, F. H.; SOUZA, L.; NETTO, J.; CECHIN, S. **Desenvolvimento de uma Unidade de Aquisição e Controle e o uso da norma IEC 61850 com *logical nodes* específicos de geração para controle e supervisão de usinas hidroelétricas.** VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica-CITENEL, Costa do Sauípe, Bahia, 2015.
- [65] NYNÄS, N. **Transformer Oil Handbook.** 1° ed., Sweden: Linderoths in Vingaker, 223 p., 2004.
- [66] O SETOR ELÉTRICO, **Redes de comunicação em subestações de energia elétrica – Norma IEC 61850.** Revista O Setor Elétrico, cap. VII, pág. 56, 2010.
- [67] PAULINO, M. E. C. **Testes de IEDs Operando com Redes de Comunicação Baseados na IEC 61850.** XII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ – ERIAC, Itaipu Binacional, Foz do Iguaçu, 2007.
- [68] PAULINO, M. E. C., CASCAES, A.; CÁCERES, D.; ALEXANDRE, R. T. S.; BIONDI NETO, L.; SILVA, E. **Procedimentos de Teste de Conformidade e Interoperabilidade à Luz da Norma IEC 61850 Aplicados a Subestações.** Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Rio de Janeiro, 2007.
- [69] PAULINO, M. E. C. **Métodos de Diagnóstico para Avaliação de Isolamento e Determinação de Umidade em Transformadores.** XIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, 2008.
- [70] PENA, M. C. C. **Falhas em Transformadores de Potência: uma Contribuição para Análise, Definições, Causas e Soluções.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2003.
- [71] PEREIRA, A. C.; SANTOS, V. F.; ARRIFANO, R. C. D; CORRÊA, F. **Automação de Subestações e Usinas – Estado da arte e tendências utilizando a Norma IEC 61850.** Anais do VII SIMPASE, Salvador-BA, 2007.
- [72] PEREIRA, A. C.; SANTOS, V. F. **Uma Abordagem Prática do IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações.** Anais do VII SIMPASE, Salvador/BA, 2007.

- [73] PETENEL, F.; PANAZIO, C., **Análise de uma rede Smart Grid usando a norma IEC 61850 e dados de medições**. Simpósio Brasileiro de Telecomunicações – SBrT'12, Brasília, DF, 2012.
- [74] PRADHAN, M. K.; RAMU, T. S. **On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, n. 3, 2005.
- [75] QIMING, C.; EGAN, D. M. **A Bayesian Method for Transformer Life Estimation Using Perks' Hazard Function**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, n. 4, 2006.
- [76] RELATÓRIO TÉCNICO. PROJETO PD 6491-0247/2012. **Monitoramento de Transformadores de Potência em Subestações Aplicando Técnicas de Diagnóstico de Degradação e Ações Corretivas para Extensão da sua Vida Útil**. Projeto P&D Aneel - USP - COPEL, 2012.
- [77] RICHARDSON, B. **Transformer Life Management, Bushings and Tapchangers**. In: IEE Colloquium, oct., 1998.
- [78] ROSS, K. W.; KUROSE, J. F. **Redes de Computadores e a Internet: Uma Nova Abordagem**. Pearson do Brasil, 3ª edição, 2005.
- [79] SEGATTO, E. C.; COURRY, D. V. **Redes Neurais Aplicadas a Relés Diferenciais para Transformadores de Potência**. Sba: Controle & Automação, vol. 19, nº 1, Natal, Mar. 2008.
- [80] SIDHU, T. S.; KANABAR, M. G.; PARIKH, P. P. **Implementation Issues with IEC 61850 Based Substation Automation Systems**. Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC), IIT Bombay, 2008.
- [81] SIDHU, T. S.; INJETI, S.; KANABAR, M. G.; PARIKH, P. P. **Packet Scheduling of GOOSE Messages in IEC 61850 based Substation Intelligent Electronic Devices (IEDs)**. Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2010.
- [82] SILVA, H. A. P. **Gerenciamento dos Ativos de Potência Utilizando Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico**. Dissertação de Mestrado, Programa Inter unidades de Pós-Graduação em Energia, Escola politécnica da USP, 2005.
- [83] SILVA, H. A. P.; VIDAL, D. T. R.; MARIN, M. A.; BRIOTTO, A. M.; LOPES, R. C.; VALLENAS, L. R. T. **Implementação de Módulo de Medição Online para Avaliação da Qualidade do Óleo Isolante de OLTCS, Baseada na IEC 61620**. XXIV SNPTTE, Curitiba, 2017.
- [84] VASCONCELLOS, V. **Proposição de um Sistema Integrado de Gestão de Transformadores**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2007.

[85] VIRAYAVANICH, S.; SEILER, A.; HAMMER, C.; WECK, K. H. **Reliability of On-Load Tap Changers with Special Consideration Experience with Delta Connected Transformer Windings and Tropical Environmental Conditions**. In: Conference CIGRE, 1996.

[86] WILHELM, H. M.; MATTOSO, M.; PIOVEZAN, N.; FERNANDES, P. O.; MELLO, J. C. P.; SILVA, C. A.; HOSSRI, J. H. C.; GALDEANO, C. A.; JUNIOR, M. M. S. **Aplicação de peneira molecular na secagem da isolação sólida em transformadores de potência energizados**. Revista Espaço Energia, n. 15, 2011.

[87] ZAENGL, W. S. **Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipament – Theoretical Considerations**. IEEE Eletrical Insulation Magazine, vol. 19, n. 5, Sept./Okt. 2003.

R.2 REFERÊNCIAS LINKOGRÁFICAS

- [1] ALIBABA.COM GLOBAL TRADE. **Dispositivo para Ensaio de Rigidez Dielétrica**. Disponível em: <<https://portuguese.alibaba.com/product-detail/transformer-insulating-oil-analyzer-dielectric-strength-tester-bdv-testing-kit-60295543141.html>>. Acesso em 18/09/2016.
- [2] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução 513 de 16 de setembro de 2002**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/010/documento/resolucao_n%C2%BA_513_2002_-_versao_proposta_com_alteracoes.pdf> Acesso em: 06/06/2015.
- [3] CHÁVEZ, M. D. C.; BECERRA, J. R.; TANOMARU, N., **Arquitetura de Software para um servidor de Comunicação Baseado no Padrão IEC 61850**. Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP. Disponível em: <<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:OIFtMcGhnoQJ:ctEEP.rivEb.com.br/Download.aspx%3FArquivo%3Drb%2Bp53Aec2ocP0213EiO7w%3D%3D+&cd=1&hl=pt-PT&ct=clnk&gl=br>>. Acesso em: 30/05/2015.
- [4] CONDUCTIVITY METER FOR LIQUIDS – LCM-8716. **ALFF Engineering**. Disponível em: http://www.alff-engineering.ch/PDF/LCM_Data_sheet.pdf. Acesso em: 07/08/2017.
- [5] KIMURA, S.; ROTTA, A. **Aplicação do IEC 61850 no Mundo Real: Projeto de Modernização de 30 Subestações Elétricas**. Schweitzer Engineering Laboratories. 2008. Disponível em: <http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/IEC61850_6308.pdf>. Acesso em: 31/05/2015.
- [6] LORENCINI, Brasil. **Características Construtivas dos Transformadores de Potência**. Catálogo Transformadores de Potência e Reatores de Derivação, 1999. Disponível em: <http://www.lorencinibrasil.com.br/blog/caracteristicas-construtivas-dos-transformadores-de-potencia/>. Acesso em: 20/07/2015.
- [7] MASCHINENFABRIK, R. **Catálogo da Empresa de Engenharia de Energia MR**. Disponível em: <http://www.reinhausen.com>. Acesso em: 01/08/2015.
- [8] 3M Companhia de Tecnologia. **Smart Grid**. Disponível em: http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/pt_PT/PT-Smart-Grid/Smart-Grid/. Acesso em: 01/04/2016.

APÊNDICES

APÊNDICE A

A Tabela A.1 a seguir ilustra os grupos de nós lógicos segundo a normatização IEC 61850 em sua primeira edição.

TABELA A.1 – GRUPOS DE NÓS LÓGICOS

| Grupos de Nós Lógicos | Grupo Designador | Número de Classes de LN |
|------------------------------------|------------------|-------------------------|
| Nós Lógicos do Sistema | L | 3 |
| Funções de Proteção | P | 25 |
| Funções de Proteção Relacionadas | R | 9 |
| Controle de Supervisão | C | 3 |
| Referências Genéticas | G | 3 |
| Interface e Arquivamento | I | 4 |
| Controle Automático | A | 4 |
| Contador e Medição | M | 5 |
| Disjuntor e Chave Seccionadora | X | 5 |
| Instrumentos do Transformador | T | 2 |
| Transformador de Potência | Y | 4 |
| Equipamentos do Sistema de Energia | Z | 12 |

Fonte: IEC 61850 – 7.1 (modificado)

Cada grupo de nós lógicos possui um grupo designador, o “X” no XCBR, por exemplo, indica que o nó lógico é pertencente ao grupo Disjuntor e Chave Seccionadora (linha sombreada). A Tabela A1 apresenta 79 grupos distintos de classes de nós lógicos, sendo alguns expostos a seguir:

1. Relé de proteção básica (PBPR);
2. Elemento direcional (PDIR);
3. Restrição por harmônicos (PHAR);
4. Esquema de proteção (PSCH);
- ...
5. Medição (unidade de medidas) (MMXU);
6. Sequência e desequilíbrio (MSQI);
- ...
7. Disjuntor (XCBR);

8. Mudar circuito (XSWI);
9. Unidade de medida de gás (XGMU);
- ...

A Tabela A.2 a seguir ilustra os 355 grupos de classes de dados segundo a normatização IEC 61850 em sua primeira edição.

TABELA A.2 – GRUPOS DE CLASSES DE DADOS

| Grupos de Classes de Dados | Número de Classes de Dados |
|---------------------------------------|----------------------------|
| Sistemas de Informação | 13 |
| Informação sobre o Dispositivo Físico | 11 |
| Medidas | 66 |
| Valores de Calibração | 14 |
| Dados Controláveis | 36 |
| Informações de Status | 85 |
| Configurações | 130 |

Fonte: IEC 61850 – 7.1 (modificado)

O grupo “Medidas” possui 66 classes de dados como pode ser visto na linha 3 sombreada na Tabela A2 anterior. A seguir são mostradas algumas classes do grupo medidas:

1. Fase em amperes Terra para as fases 1, 2, e 3 (A);
2. Corrente para o circuito não trifásico (Amps);
3. Ângulo entre tensão de fase e corrente (Ang);
4. Entrada analógica utilizada para I/O (AnIn);
5. Matriz de números de canais analógicos e os valores reais em um determinado momento (ChAnVal);
6. Corrente circulante medido em um aplicativo de transformador em paralelo (CircA);
7. Tensão no secundário do transformador (controle de tensão) (CTLV);
8. Densidade de gás ou de outro meio de isolamento (Den);
- ...

APÊNDICES

APÊNDICE B

A equação de Arrhenius é uma expressão matemática que admite o cálculo da variação de uma constante de velocidade em reações químicas. A constante de velocidade está em função da energia de ativação e da temperatura na reação química.

$$k = Ae^{\frac{-Ea}{RT}}$$

Onde:

k = Constante de velocidade

A = Constante de Arrhenius

Ea = Energia de ativação

R = Constante dos gases

T = Temperatura absoluta

APÊNDICES

APÊNDICE C

Um dos mais importantes subsistemas (função) de um transformador são os Comutadores sob Carga. A Figura C.1 ilustra uma representação de Comutador LTCH segundo o UCA 2.0, o Quadro C.1 mostra o grupo de equipamentos de um Comutador, o Quadro C.2 Ilustra as configurações padrão para seus objetos RP e o Quadro C.3 mostra seus conjuntos de dados (*DataSet*).

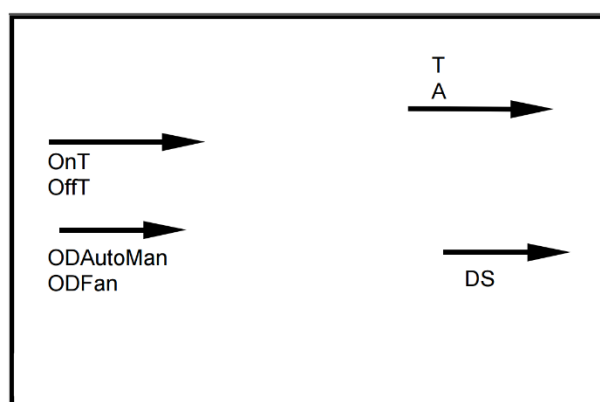


FIGURA C.1 – COMUTADOR SOB CARGA (LTCH)

Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

QUADRO C.1 – GRUPO DE EQUIPAMENTOS DE COMUTADOR SOB CARGA (LTCH)

Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

| FC | Name | Class | rwe | m/o | Range | Description |
|----|-------------|--------|-----|-----|---------------|--|
| MX | DrvMotA | AI | r | o | 0 to 20A | Motor current for LTC drive motor |
| | CircMotA | AI | r | o | 0 to 20A | LTC oil circulation motor current |
| | RvsSwT | WYE | r | o | –50 to 200C | T of reversing switch, pole Ph A, B &C |
| | RestT | WYE | r | o | –50 to 500C | T of resistor, pole Ph A, B &C |
| | TCTim | AI | r | o | 0 to 10,000ms | Time of previous tap change operation |
| CO | ODAutoMan | BO | rw | m | | Selects automatic/manual control |
| CF | All LTCH.MX | ACF | rw | o | | Configuration for all LTCH.MX |
| | All LTCH.SP | ACF | rw | o | | Configuration for all LTCH.SP |
| | All LTCH.CO | CCF | rw | o | | Configuration for all LTCH.CO |
| DC | All LTCH.MX | d | rw | o | | Description of all LTCH.MX |
| | All LTCH.ST | d | rw | o | | Description of all LTCH.ST |
| | All LTCH.SP | d | rw | o | | Description of all LTCH.SP |
| | All LTCH.CO | d | rw | o | | Description of all LTCH.CO |
| RP | brcbMX | BasRCB | rw | m | | Controls reporting of measurements |
| | brcbST | BasRCB | rw | m | | Controls reporting of status points |

QUADRO C.2 – CONFIGURAÇÕES PADRÃO PARA OBJETOS RP_COMUTADORES

Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

| Attribute | brcbMX | brcbST |
|-----------|-------------|-------------|
| RptID | NULL | NULL |
| RptEna | FALSE | FALSE |
| DatSet | MX | ST |
| OptFlds | All options | All options |
| BufTim | 0 | 0 |
| Trgs | 0 | 0 |
| SeqNum | 0 | 0 |
| TrgOps | CndDatChg | CndDatChg |
| RBEPd | 0 | 0 |
| IntgPd | 0 | 0 |

Relatório Funções de Avaliação: “brcbMX” relata todas as alterações no valor que excede *deadbands* especificados na CF para cada membro *DataSet*. “brcbST” relata toda mudança de estado para cada membro *DataSet*.

O nó lógico “LTCH” contém dois conjuntos de dados (*DataSet*), “LTCH.MX” e “LTCH.ST” para recuperação por cliente.

QUADRO C.3 – CONJUNTO DE DADOS (*DATASET*)_COMUTADORESFonte: IEEE *Technical Report*, 1999

| DataSet No. | DatSet | DataSet Components (Object Attributes) |
|-------------|---------|--|
| 1 | LTCH.MX | All measurements |
| 2 | LTCH.ST | All status points |

APÊNDICES

APÊNDICE D

Outro importante subsistema (função) de um transformador são as Buchas. Os transformadores possuem em geral uma Bucha para cada fase de cada enrolamento. A Figura D.1 ilustra uma Bucha e seus nomes de referência segundo o UCA 2.0, o Quadro D.1 mostra o grupo de equipamentos de uma bucha, e o Quadro D.2 ilustra as configurações padrão para objetos RP.

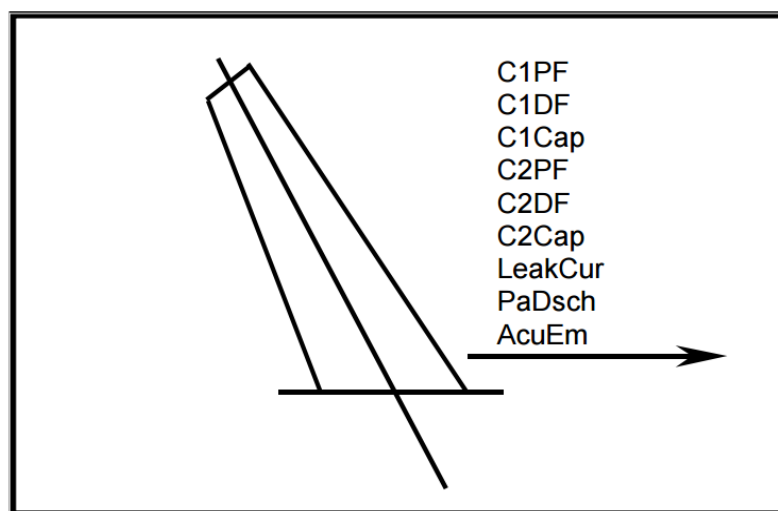


FIGURA D.1 – BUCHA (BUSH)
Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

QUADRO D.1 – GRUPO DE EQUIPAMENTOS DE BUCHA (BUSH)
Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

| FC | Name | Class | rwec | m/o | Range | Description |
|----|-------------|--------|------|-----|----------------|------------------------------------|
| MX | C1PF | WYE | r | o | -0.15 to 0.15 | C1 insulation power factor |
| | C1DF | WYE | r | o | -0.15 to 0.15 | C1 insulation dissipation factor |
| | C1Cap | WYE | r | o | 0 to 1000pF | C1 capacitance |
| | C2PF | WYE | r | o | 0.00 to 0.5 | C2 insulation power factor |
| | C2DF | WYE | r | o | 0.00 to 0.5 | C2 insulation dissipation factor |
| | C2Cap | WYE | r | o | 0 to 100,000pF | C2 capacitance |
| | LeakCur | WYE | r | o | 0 to 100mA | Leakage current |
| | PaDsch | WYE | r | o | 0 to 10,000pC | Partial discharge |
| | AcouEm | WYE | r | o | 0 to 100,000 | Acoustic emission, counts/sec |
| CF | All BUSH.MX | ACF | rw | o | | Configuration for all BUSH.MX |
| DC | All BUSH.MX | d | rw | o | | Description for all BUSH.MX |
| RP | brcbMX | BasRCB | rw | m | | Controls reporting of measurements |

QUADRO D.2 – CONFIGURAÇÕES PADRÃO PARA OBJETOS RP_BUCHAS

Fonte: IEEE *Technical Report*, 1999

| Attribute | brcbMX |
|-----------|-------------|
| RptID | NULL |
| RptEna | FALSE |
| DatSet | MX |
| OptFlds | All options |
| BufTim | 0 |
| Trgs | 0 |
| SeqNum | 0 |
| TrgOps | CndDatChg |
| RBEPd | 0 |
| IntgPd | 0 |

Relatório Funções de Avaliação: “brcbMX” relata todas as alterações no valor que excede *deadbands* especificados na CF para cada membro *DataSet*.

O nó lógico “BUSH” contém um *DataSet*, “BUSH.MX”, para recuperação por cliente.

APÊNDICES

APÊNDICE E

A seguir estão ilustrados os nós lógicos, seus objetos de dados e suas descrições, para o grande conjunto de dados que foram pesquisados, selecionados e tratados durante o estudo desta tese.

QUADRO E.1 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

| LN | DO | Descrição |
|-----------|-----------|---|
| GGIO7 | AnIn | Condutividade do óleo pS/m |
| | AnIn2 | Permissividade Relativa |
| | AnIn3 | Tangente de Delta LCM |
| | AnIn5 | Temperatura do Óleo do Comutador |
| | AnIn7 | Umidade no óleo do OLTC |
| KFAN1 | Operate | Ventilação Forçada 1 - Estado |
| KFAN1/2 | ACAIm | Falta CA na VF |
| | MotPro | Ventilação forçada defeito VF1/2 |
| KFAN2 | Operate | Ventilação Forçada 2 - Estado |
| MMET | EnvTmp | Temperatura Ambiente |
| MMXU1 | A | Corrente fases A,B,C lado 69kV |
| | | Corrente fases A,B,C lado 230kV |
| | Hz | Frequência |
| | PPV | Tensões AB,BC,CA lado 69kV |
| | | Tensões AB,BC,CA lado 230kV |
| | TotPF | Fator de Potência |
| PTTR | Tmp | Potências Ativa, Reativa, Aparente |
| | | Temperatura do Óleo |
| | | Temperatura do óleo Alarme (26) |
| PTTRGGIO3 | AnIn | Temperatura do óleo Desligamento (26) |
| | | Temperatura do Enrolamento |
| | | Temperatura imagem térmica Alarme (49) |
| SIML1 | AnIn | Temperatura imagem térmica Desligamento (49) |
| | | C2H2ppm |
| | | C2H4ppm |
| | COppm | C2H2 dissolvido no óleo (acetileno) (% de concentração) |
| | C2H4ppm | C2H4 Etileno dissolvido no óleo (% de concentração) |
| | COppm | CO dissolvido no óleo; (% concentração) |
| | GasInsAlm | Relé Bucholz Alarme (63T) |
| | GasInsTr | Relé Bucholz Trip (63T) |
| | H2O | Saturação relativa da umidade no óleo (%) |
| | H2O | Saturação relativa da umidade no óleo (%) |
| | H2ppm | Hidrogênio dissolvido no óleo (ppm) |
| | InsAlm | Líquido Isolante Crítico (trocar líquido isolante) |
| | TmpAlm | Temperatura do Óleo Alarme |

QUADRO E.2 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES
 Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

| LN | DO | Descrição |
|-------------|----------|--|
| SIML11 | H2O | Saturação relativa do óleo na entrada da máquina (%) |
| | Tmp | Temperatura do óleo na entrada (graus C) |
| SIML11GGIO5 | AnIn | Teor de Umidade no óleo na entrada da máquina (ppm) |
| | AnIn2 | Teor de Umidade no óleo na saída da máquina (ppm) |
| SIML12 | H2O | Saturação relativa do óleo na saída da máquina (%) |
| | Tmp | Temperatura do óleo na saída (graus C) |
| SIML13 | H2O | Saturação relativa do óleo (%) |
| | H2ppm | H2 dissolvido no óleo (ppm) |
| | Tmp | Temperatura do Óleo |
| SIML13GGIO6 | AnIn | Constante Dielétrica do óleo (kV/mm) |
| | AnIn2 | Viscosidade do Óleo (Pa.s = Ns/m ²) |
| | AnIn4 | Teor de Umidade no óleo (ppm) |
| SIML1GGIO4 | AnIn | Teor de Umidade no óleo (ppm) |
| SIML2 | GasInsTr | Relé Buccholz Trip Comutador (63C) |
| | Tmp | Temperatura do Óleo do Comutador |
| SIMLGGIO1 | Ind1 | Condutividade do óleo (filtro do comutador) pS/m (LCM) |
| | Ind2 | Tangente de Delta do Óleo do comutador (calculado PDC) |
| SLTC | OilFil | Filtro de Óleo Operando |
| TF1ZBSH1 | AbsReact | Capacitância Absoluta |
| | LosFact | Fator de Perdas (tangente de delta) |
| | React | Capacitância relativa da Bucha |
| | RefReact | Capacitância de referência da Bucha no comissionamento |
| | RefPF | Fator de Potência de referência no comissionamento |
| | OpTmh | Tempo de operação |
| TF1ZBSH2 | AbsReact | Capacitância Absoluta |
| | LosFact | Fator de Perdas (tangente de delta) |
| | React | Capacitância relativa da Bucha |
| | RefReact | Capacitância de referência da Bucha no comissionamento |
| | RefPF | Fator de Potência de referência no comissionamento |
| | OpTmh | Tempo de operação |
| TF1ZBSH3 | AbsReact | Capacitância Absoluta |
| | LosFact | Fator de Perdas (tangente de delta) |
| | React | Capacitância relativa da Bucha |
| | RefReact | Capacitância de referência da Bucha no comissionamento |
| | RefPF | Fator de Potência de referência no comissionamento |
| | OpTmh | Tempo de operação |
| TF2ZBSH4 | AbsReact | Capacitância Absoluta |
| | LosFact | Fator de Perdas (tangente de delta) |
| | React | Capacitância relativa da Bucha |
| | RefReact | Capacitância de referência da Bucha no comissionamento |
| | RefPF | Fator de Potência de referência no comissionamento |
| | OpTmh | Tempo de operação |

QUADRO E.3 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

| LN | DO | Descrição |
|-----------|------------|--|
| TF2ZBSH5 | AbsReact | Capacitância Absoluta |
| | LosFact | Fator de Perdas (tangente de delta) |
| | React | Capacitância relativa da Bucha |
| | RefReact | Capacitância de referência da Bucha no comissionamento |
| | RefPF | Fator de Potência de referência no comissionamento |
| | OpTmh | Tempo de operação |
| TF2ZBSH6 | AbsReact | Capacitância Absoluta |
| | LosFact | Fator de Perdas (tangente de delta) |
| | React | Capacitância relativa da Bucha |
| | RefReact | Capacitância de referência da Bucha no comissionamento |
| | RefPF | Fator de Potência de referência no comissionamento |
| | OpTmh | Tempo de operação |
| YLTC | TapPos | Posição do tap |
| YLTCGGIO2 | AnIn | Integral I2t |
| | Ind | Motor do comutador em movimento |
| (vazio) | (vazio) | Evento de proteção |
| | | Evento de proteção - nível de curto |
| | | Ligar / Desligar VF1 |
| | | Ligar / Desligar VF2 |
| | | Umidade do óleo (sensor Vaisala) |
| | | sobrecorrente |
| | | Identificação (objeto DPL - expandir) |
| | | Comando subir/descer tap |
| TF1YPTR | EEName | Identificação (objeto DPL - expandir) |
| | EEHealth | Estado atual |
| | LodFact | Fator de Carga |
| | MaxPwr | Máxima potência permissível (calculada) |
| | HiVRtg | Tensão superior |
| | LoVRtg | Tensão Inferior |
| | PwrRtg | Potência Nominal |
| | MaxPwrSpt | Máxima potência permanente (ONAN) |
| | OvITmSpt | Máxima sobrecarga permissível com ventilação (ONAF) |
| | OvITEmgSpt | Máxima sobrecarga sem ventilação (emergência) |
| PDCGGIO8 | AnIn | Umidade no papel (%) PDC |
| | AnIn3 | Índice de Polarização |
| | AnIn4 | Capacitância Complexa Polarizacao (F) |
| | AnIn6 | Resistencia (Ohms) |
| | AnIn7 | tg(delta) sistema de isolamento papel - óleo |
| | AnIn9 | Índice de Absorção |
| | AnIn10 | Capacitância do Transformador (parte ativa) - (F) |

QUADRO E.4 – NÓS LÓGICOS, OBJETOS DE DADOS E DESCRIÇÕES

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL

| LN | DO | Descrição |
|-----------|--------|--|
| FQGGIO10 | AnIn2 | Índice de coloração do óleo |
| | AnIn3 | Fator de potência a 100°C (%) |
| | AnIn4 | Índice de Neutralização (mg KOH/g) |
| | AnIn5 | Rigidez dielétrica (kV) |
| | AnIn6 | Tensão interfacial a 25°C (mN/m) |
| | AnIn7 | Teor de Água - corrigido para 20°C (ppm) |
| | AnIn8 | Teor de Água na celulose (%) |
| | AnIn9 | Índice de PCB (ppm - mg/kg) |
| | AnIn10 | Teor de enxofre corrosivo |
| | AnIn1 | Densidade do óleo a 20°C / 4°C |
| | AnIn11 | 2 Fal (ppm mg/kg) |
| ZBGGIO11 | AnIn2 | Teor de umidade (%) |
| | AnIn3 | Capacitância (F) |
| | AnIn1 | Tangente Delta |
| LTCGGIO12 | AnIn2 | Permissividade Relativa |
| | AnIn3 | Fator de Potência |
| | AnIn4 | Temperatura da amostra |
| | AnIn1 | Condutividade (pS/m) |
| GOGGIO13 | AnIn2 | O2 dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn3 | N2 dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn4 | CH4 dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn5 | CO dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn6 | CO2 dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn7 | C2H4 Etileno dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn8 | C2H6 Etano dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn9 | C2H2 Acetileno dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn10 | Gases Combustíveis (ppm) |
| | AnIn1 | H2 dissolvido no óleo (ppm) |
| | AnIn11 | Gases Totais (ppm) |
| GGIO9 | AnIn1 | Estado do Sistema (Ver Comentário) |
| LCMGGIO8 | AnIn2 | Constante de tempo de descarga (s) |
| SIML_IN | AnIn | Teor de Umidade no óleo na entrada da máquina (ppm) |
| | H2O | Saturação relativa do óleo na entrada da máquina (%) |
| | Tmp | Temperatura do óleo na entrada (graus C) |
| SIML_OUT | AnIn2 | Teor de Umidade no óleo na saída da máquina (ppm) |
| | H2O | Saturação relativa do óleo na saída da máquina (%) |
| | Tmp | Temperatura do óleo na saída (graus C) |

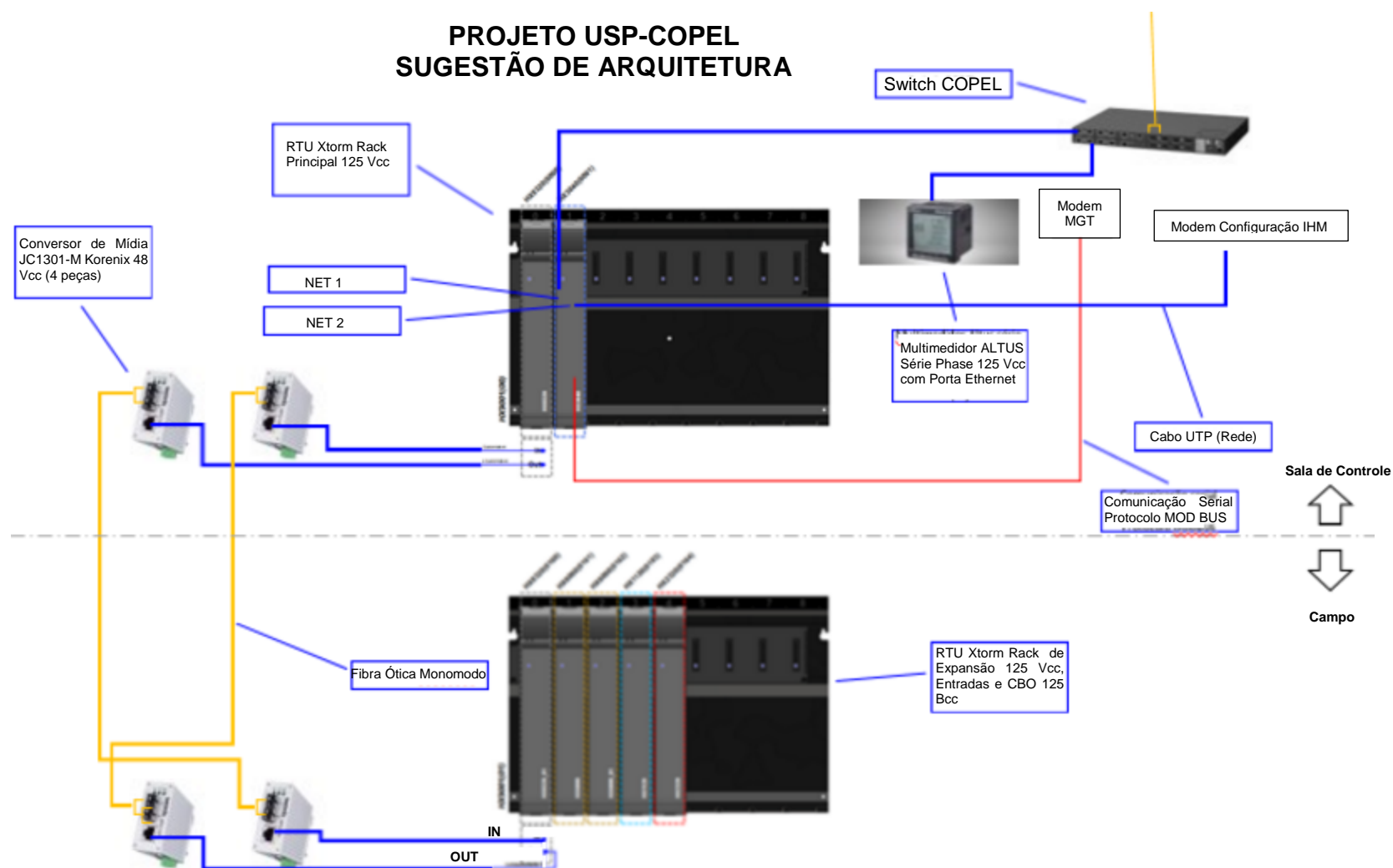


FIGURA F.1 – SUGESTÃO DE ARQUITETURA PROJETO P&D – USP-COPEL

Fonte: Relatório Técnico – Projeto PD 6491-0247/2012 – USP - COPEL